МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент, _____
(должность)
_____ / _____ /
(подпись и печать) (И.О. Фамилия)
« ___ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ / И.М. Кирпичникова /
« ___ » _____ 2020 г.

«Развитие сети 110кВ с разработкой ПС 110/10 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.03.02.2020.168 ПЗ ВКР

Консультант, ст. преподаватель
_____ / А.Н. Садовников /
« ___ » _____ 2020 г.

Руководитель, ст. преподаватель
_____ / А.Н. Садовников /
« ___ » _____ 2020 г.

Автор работы
студент группы П-472
_____ / Г.А. Захаров /
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, ст. преподаватель
_____ / А.Н. Садовников /
« ___ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ / И.М. Кирпичникова /
« ___ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу бакалавра

Захарова Георгия Андреевича
Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы «Развитие сети 110кВ с разработкой ПС 110/10 кВ» утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ___ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

Схема электрической сети Смоленского энергоузла представлена в графической части ВКР на 1 листе формата А1. В выпускном проекте рассматривается развитие сети с включением Новой подстанции и Новой ТЭЦ.

В таблице 1 представлены данные о параметрах линий электропередач рассматриваемой сети.

Таблица 1– Параметры линий электропередач

№ п/п	Узел (п/ст) начала	Узел (п/ст) конца	Марка провода	Длина L, км	Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ
1	Новая ТЭЦ	Смоленск-1	2хАС-120/19	16,9	110
2	Смоленск-2	Смоленск-1	2хАС-185/29	4,98	110
3	ТЭЦ-2	Смоленск-2	2хАС-240/32	4,92	110
4	ТЭЦ-2	КС-3	2хАС-185/29	42,4	110
5	КС-3	Ракитная	2хАС-185/29	52	110
6	ТЭЦ-2	Восточная	2хАС-240/32	10	110
7	Восточная	Северная	2хАС-150/24	3,4	110
8	Северная	Западная	2хАС-150/24	3,2	110
9	Западная	Центральная	2хАС-120/19	3,5	110
10	Чернушки	Центральная	2хАС-70/11	2,5	110
11	Заводская	Чернушки	2хАС-120/19	7,1	110
12	Южная	Заводская	2хАС-150/24	2,1	110
13	Смоленск-2	Южная	2хАС-150/24	8,6	110
14	Литейная	ТЭЦ-2	АС-240/32	3	110
15	Центральная	Новая1	АС-240/32	7	110
16	Северная	Новая1	АС-240/32	7	110
17	Новая ТЭЦ	Южная	2хАС-120/19	11,4	110

Данные о нагрузках сети: их активная и реактивная мощности в режиме наибольших нагрузок представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Нагрузки потребителей

№ п/п	Название	Активная нагрузка P, МВт	Реактивная нагрузка Q, Мвар
1	Смоленск-1	33,67	13,8
2	Смоленск-2	19,63	9,2
3	КС-3	42	20,3
4	Ракитная	29	14,9
5	Восточная	19,99	9,33
6	Северная	23,03	11,6
7	Западная	29,76	14,25
8	Центральная	19,62	9,88
9	Чернушки	21,5	13,2
10	Заводская	11,35	4,5
11	Южная	39,06	14,86
12	Новая1	34	15,64
13	Литейная	–	–
14	ТЭЦ-2	15	6,6
15	Новая ТЭЦ	47	24

Мощность генераторов электростанций ТЭЦ-2 и Новая ТЭЦ заданы в таблице 3.

Таблица 3 – Мощность и количество генераторов электростанций

Название ЭС	**n × $P_{ном\ Г}$, МВт**
ТЭЦ-2	110+110+60
Новая ТЭЦ	2x60

Подстанция Литейная является балансирующим и базисным узлом, в таблице 4 задаются напряжения в режимах максимальных, минимальных нагрузок и в послеаварийном режиме.

Таблица 4 – Напряжения балансирующего узла

U п/ст		
$U_{МАКС}$, кВ	**$U_{МИН}$, кВ**	**$U_{ПАВ}$, кВ**
115	118	113

Подстанция Новая 1 питается от двух линий. С учетом перспективного роста нагрузок на подстанции потребление будет составлять 37,4 МВА.

Известна нагрузка подстанции питаемая от шин 10 кВ:

4 Трансформатора 10,5/0,4 кВ, несущих постоянную нагрузку, мощностью 1 МВА;

2 Асинхронных двигателя АТД-4, мощностью 1000 кВт, с cosφ = 0,89, с КПД 96,4%, с коэффициентом пуска 5,5.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

1) Баланс активных и реактивных мощностей электрической сети 110 кВ;

2) Анализ схемы электрической сети 110 кВ;

3) Расчет основных установившихся режимов работы сети;

4) Разработка главной схемы подстанции 110/10 кВ;

5) Выбор силовых трансформаторов, коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений;

6) Разработка схемы питания собственных нужд подстанции;

7) Выбор видов, типоисполнения релейной зашиты и автоматики подстанции;

8) Расчет уставок релейной защиты всех объектов подстанции и присоединений.

5. Перечень графического материала

1) Схема электрической сети 110 кВ, 1 лист формата А1;

2) Карты режимов, 1 лист формата А1;

3) Главная схема подстанции «Новая 1» 110/10 кВ, 1 лист формата А1;

4) План ОРУ подстанции «Новая 1» 110/10 кВ лист формата А1;

5) Схема размещения терминалов на подстанции «Новая 1» 110/10 кВ, 1 лист формата А1.

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Подпись	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-

7. Дата выдачи задания « ___ » _____ 2020 г.

Руководитель работы _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Анализ состояния действующего оборудования		
Расчёт режимов сети 110 кВ		
Выбор силового оборудования на подстанции на стороне 110 кВ		
Выбор силового оборудования на подстанции на стороне 10 кВ		
Выбор схемы питания собственных нужд и выбор аккумуляторной батареи		
Рассмотрение общих требований к РЗА на подстанции		
Выбор видов и типоисполнения РЗА на подстанции		
Расчет уставок терминалов РЗА		
Оформление пояснительной записки		
Разработка чертежей		

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / А.Н. Садовников /

Студент _____ / Г.А. Захаров /

АННОТАЦИЯ

Захаров Г.А. – Развитие сети 110кВ с разработкой ПС 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-472, 2020 г., стр. 136, илл. 29, табл. 58. Список литературы – 37 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе рассчитан проект подстанции «Новая 1», входящей в состав сети 110 кВ. Выбран один вариант конфигурации схемы сети, который удовлетворяет требованиям надежности электроснабжения и экономичности. Проектируемая подстанция получилась тупиковой, для нее выбраны схемы распредустройства высокого и низкого напряжения, а также распределительного пункта. Выбрано силовое первичное и вторичное оборудование подстанции, типоисполнение устройств релейной защиты, рассчитаны уставки терминалов РЗА. На чертежах можно увидеть схему сети 110 кВ, плакат основных режимов сети, главную схему подстанции, план ОРУ, схему подключения терминалов релейной защиты.

					П-472.13.03.02.2020.168 ПЗ ВКР		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Захаров			Развитие сети 110кВ с разработкой ПС 110/10 кВ	Лит.	Лист 7 / Листов 136
Пров.		Садовников					
Н. контр.		Садовников				ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ	
Утв.		Кирпичникова					

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 10
1 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ 11
1.1 Баланс активных мощностей 11
1.2 Баланс реактивных мощностей 11
2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА 14
2.1 Анализ работы трансформаторов, установленных на подстанциях .. 14
2.2 Анализ работы трансформаторов, установленных на электростанциях 15
2.3 Выбор конфигурации схемы сети 16
2.4 Проверка сечений проводов 17
2.5 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений ЛЭП ... 17
3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ 20
3.1 Максимальный режим работы сети 20
3.2 Минимальный режим работы сети 22
3.3 Наиболее тяжелый послеаварийный режим работы сети 23
4 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ 27
4.1 Структурная схема проектируемой подстанции 27
4.2 Выбор силовых трансформаторов 27
4.3 Выбор и проверка линий электропередач 29
4.4 Выбор схем РУ подстанции 32
4.4.1 Выбор схемы РУ ВН подстанции 32
4.4.2 Выбор схемы РУ НН подстанции 33
4.5 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах 34
4.6 Расчет токов короткого замыкания 35
4.6.1 Расчет токов КЗ на стороне ВН трансформатора 35
4.6.2 Расчет токов КЗ на стороне НН трансформатора 37
4.6.3 Расчет токов КЗ с помощью программы 37
4.7 Ограничение токов КЗ 40
4.8 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ ВН 40
4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей 40
4.8.2 Выбор средств измерения и контроля 50
4.8.3 Выбор трансформаторов тока 50
4.8.4 Выбор трансформаторов напряжения 50
4.8.5 Выбор токоведущих частей 50
4.8.6 Выбор изоляторов 50

4.9 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ НН 40
4.9.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства 40
4.9.2 Выбор выключателей и разъединителей 40
4.9.3 Выбор средств измерения и контроля 50
4.9.4 Выбор трансформаторов тока 50
4.9.5 Выбор трансформаторов напряжения 50
4.9.6 Выбор токоведущих частей 50
4.9.7 Выбор изоляторов 50
4.10 Выбор аккумуляторной батареи 59
4.10.1 Расчет аккумуляторной батареи 59
4.10.2 Определение мощности зарядно-подзарядного устройства 61
5 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ 27
5.1 Определение мощности потребителе собственных нужд 27
5.2 Выбор трансформаторов собственных нужд 27
5.3 Выбор схемы питания собственных нужд 29
6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ 63
6.1 Выбор видов РЗА для всех объектов проектируемой подстанции 63
6.1.1 Общие требования к РЗА 63
6.1.2 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-изготовителя устройств 66
6.1.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ 67
6.1.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ 74
6.1.5 Выбор типоисполнения РЗА для всех объектов подстанции 74
6.2 Расчет параметров устройств РЗА 82
6.2.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ 82
6.2.2 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ 113
7 ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ 126
7.1 Концепция цифровой подстанции 126
7.2 Структура цифровой подстанции 127
7.3 Архитектуры цифровой подстанции 129
7.4 Разработка цифровой подстанции фирмой Релематика 131
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 133
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 134

ВВЕДЕНИЕ

Современные электроэнергетические системы состоят из сотен связанных между собой элементов, которые влияют друг на друга. Поэтому общую глобальную задачу необходимо разбить на задачи локальные, которые сводятся к проектированию отдельных элементов системы. Поэтому,проведем сначала анализ электрической сети с подключенными новыми объектами, затем приведем расчет проекта подстанции «Новая 1» с выбором коммутационного и другого оборудования, а также релейной защиты и автоматики.

Проектирование должно проводиться с учетом основных условий совместной работы элементов, влияющих друг на друга и на систему в целом.

Намеченный вариант проекта должен удовлетворять требованиям: надежности, экономичности, удобства эксплуатации, качества энергии и возможности дальнейшего развития.

Релейная защита осуществляет автоматическую ликвидацию повреждений и ненормальных режимов в электрической части энергосистем и является важнейшей автоматикой, обеспечивающей их надежную и устойчивую работу.

1 БАЛАНС АКТИВНЫХ И РЕАКТИВНЫХ МОЩНОСТЕЙ

Особенностью электрических сетей является одновременность процессов выработки и потребления электрической энергии. Таким образом, должны соблюдаться равенства вырабатываемой и потребляемой активной и реактивной мощности. Баланс мощности составляется для перспективных (заданных) нагрузок с учетом новых объектов.

1.1 Баланс активных мощностей

Баланс по активным мощностям для перспективных нагрузок записывается как:

$$\sum P_{\text{г}} = \sum P_{\text{п}} . \quad (1)$$

Суммарная генерируемая активная мощность электростанций равна суммарному потреблению мощности и равна:

$$\sum P_{\text{г}} = P_I + P_{II} . \quad (2)$$

Подставив числовые значения в формулу (2), получим:

$$\sum P_{\text{г}} = 110 + 110 + 60 + 2 \cdot 60 = 380 \text{ МВт}.$$

Потребление активной мощности в системе:

$$\sum P_{\text{п}} = \sum P_{\text{н}} + \sum P_{\text{сн}} + \sum \Delta P_{\text{л}} + \sum \Delta P_{\text{т}}. \quad (3)$$

Активная мощность нагрузок потребителей:

$$\sum P_{\text{н}} = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + \\ + P_{11} + P_{12} + P_{\text{эс1}} + P_{\text{эс2}}. \quad (4)$$

Подставив числовые значения в формулу (4), получим:

$$\sum P_{\text{н}} = 33{,}67 + 19{,}63 + 42 + 29 + 19{,}99 + 23{,}03 + 29{,}76 + 19{,}62 + 21{,}5 \\ + 11{,}35 + 39{,}06 + 34 + 15 + 47 = 384{,}6 \text{ МВт}.$$

Мощности собственных нужд (с.н.) электрических станций:

$$\sum P_{\text{сн}} = 0{,}06 \cdot \sum P_{\text{г}} . \quad (5)$$

Подставив числовые значения в формулу (5), получим:

$$\sum P_{\text{сн}} = 0{,}06 \cdot 380 = 22{,}8 \text{ МВт}.$$

Мощности потерь мощности в линиях:

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0{,}025 \cdot \sum P_{\text{н}} . \quad (6)$$

Подставив числовые значения в формулу (6), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{л}} = 0{,}025 \cdot 384{,}6 = 9{,}62 \text{ МВт}.$$

Мощности потерь мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0{,}0135 \cdot \sum P_{\text{н}}. \quad (7)$$

Подставив числовые значения в формулу (7), получим:

$$\sum \Delta P_{\text{т}} = 0{,}0135 \cdot 384{,}6 = 5{,}19 \text{ МВт}.$$

Подставив числовые значения в формулу (3), получим:

$$\sum P_{\text{п}} = 384{,}6 + 22{,}8 + 9{,}62 + 5{,}19 = 422{,}2 \text{ МВт}.$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности:

$$P_{\text{с}} = \sum P_{\text{г}} - \sum P_{\text{п}} . \quad (8)$$

Подставив числовые значения в формулу (8), получим:

$$P_{\text{с}} = 380 - 422{,}8 \ = -42{,}2 \text{ МВт}.$$

Сеть дефицитна по активной мощности, потребляется больше, чем производится электроэнергии.

1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство

$$\sum Q_{\text{г}} + \sum Q_{\text{з}} \pm Q_{\text{ку}} \pm Q_{\text{с}} = \sum Q_{\text{п}} , \quad (9)$$

где $\sum Q_{\text{г}}$ – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_{\text{з}}$ – мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$Q_{\text{ку}}$– реактивная мощность компенсирующих устройств;

$Q_{\text{с}}$ – величина обменной реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности в системе:

$$\sum Q_{\text{п}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum Q_{\text{сн}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum \Delta Q_{\text{т}} . \quad (10)$$

где мощность нагрузок потребителей:

$$\sum Q_{\text{н}} = \sum Q_i. \quad (11)$$

Подставив числовые значения в формулу (11), получим:

$$\sum Q_{\text{н}} = 13{,}8 + 9{,}2 + 20{,}3 + 14{,}9 + 9{,}33 + 11{,}6 + 14{,}25 + 9{,}88 + 13{,}2 + 4{,}5 + 14{,}86 + 15{,}64 + 6{,}6 + 24 = 182{,}1 \text{ Мвар.}$$

Мощность собственных нужд электрических станций:

$$\sum Q_{\text{сн}} = \sum P_{\text{сн}} \cdot tg(\varphi_{\text{сн}}). \quad (12)$$

Подставив числовые значения в формулу (12), получим:

$$\sum Q_{\text{сн}} = 22{,}8 \cdot 0{,}7 = 15{,}96 \text{ Мвар}.$$

Потери мощности в линиях:

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0{,}05 \cdot \sum Q_{\text{н}}. \quad (13)$$

Подставив числовые значения в формулу (13), получим:

$$\sum \Delta Q_{\text{л}} = 0{,}05 \cdot 182{,}1 = 9{,}103 \text{ Мвар}.$$

Потери мощности в трансформаторах:

$$\sum \Delta Q_{\text{т}} = 0{,}075 \cdot \sum Q_{\text{н}}. \quad (14)$$

Подставив числовые значения в формулу (14), получим:

$$\sum \Delta Q_{\text{т}} = 0{,}075 \cdot 182{,}1 = 13{,}65 \text{ Мвар}.$$

Подставив числовые значения в формулу (10), получим:

$$\sum Q_{\text{п}} = 182{,}1 + 15{,}96 + 9{,}103 + 13{,}65 = 220{,}8 \text{ Мвар}.$$

Величину реактивной мощности, поступающую от электростанции, определяют по коэффициенту мощности генераторов:

$$\sum Q_{\text{г}} = \sum P_{\text{г}} \cdot tg(\varphi_{\text{г}}). \quad (15)$$

Подставив числовые значения в формулу (15), получим:

$$\sum Q_{\text{г}} = 380 \cdot tg(\arccos(0{,}96)) = 124{,}9 \text{ Мвар}.$$

Реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями**,** приблизительно можно брать: для одноцепных линий 110 кВ – 30 квар/км:

$$\sum Q_{\text{з}} = 0{,}03 \cdot l_{110}, \quad (16)$$

где $l_{110} = 2 \cdot 16{,}9 + 2 \cdot 4{,}98 + 2 \cdot 4{,}92 + 2 \cdot 42{,}4 + 2 \cdot 52 + 20 + 2 \cdot 3{,}4 + 2 \cdot 3{,}2 + 2 \cdot 3{,}5 + 2 \cdot 2{,}5 + 2 \cdot 7{,}1 + 2 \cdot 2{,}1 + 2 \cdot 8{,}6 + 3 + 7 + 7 + 2 \cdot 11{,}4 = 363$ км.

Подставив числовые значения в формулу (16), получим:

$$\sum Q_{\text{з}} = 0{,}03 \cdot 363 = 10{,}89 \text{ Мвар}.$$

Обменной реактивная мощность соседней энергосистемы:

$$Q_{\text{с}} = P_{\text{с}} \cdot tg(\varphi_{\text{с}}). \quad (17)$$

Подставив числовые значения в формулу (17), получим:

$$Q_{\text{с}} = -42{,}2 \cdot 0{,}35 = -14{,}78 \text{ Мвар}.$$

Мощность компенсирующих устройств определяется из равенства

$$Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{п}} - \sum Q_{\text{г}} - \sum Q_{\text{з}} + Q_{\text{с}}. \quad (18)$$

Подставив числовые значения в формулу (18), получим:

$$Q_{\text{ку}} = 220{,}8 - 124{,}9 - 10{,}89 - 14{,}78 = 70{,}2 \text{ Мвар}.$$

Мощность компенсирующих устройств, работающих в режиме генерации реактивной мощности – 70,2 Мвар. Ближайшее устройство - батарея статических компенсаторов БСК-110-75 УХЛ1, с номинальной мощностью 75 Мвар.

2 АНАЛИЗ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ РАЙОНА

Анализ существующей сети энергорайона включает рассмотрение её работы с точки зрения загрузки основных элементов (линий, трансформаторов), условий регулирования напряжения, экономичности.

2.1. Анализ работы трансформаторов, установленных на подстанциях

На понижающих двухтрансформаторых подстанциях 110/10 кВ установлены трансформаторы, показанные в таблице 5.

Таблица 5 – Установленные трансформаторы на подстанциях

№ п/п	Название	P, МВт	Q, МВт	Нагрузка S, МВА	Трансформаторы, на п/ст
1	Смоленск-1	33,67	13,8	36,4	ТРДН-32000
2	Смоленск-2	19,63	9,2	21,7	ТДН-16000
3	КС-3	42	20,3	46,7	ТДН-40000
4	Ракитная	29	14,9	32,6	ТДН-25000
5	Восточная	19,99	9,33	22,1	ТДН-16000
6	Северная	23,03	11,6	25,8	ТДЦ-21000
7	Западная	29,76	14,25	33	ТДН-25000
8	Центральная	19,62	9,88	22	ТДН-16000
9	Чернушки	21,5	13,2	25,23	ТДЦ-21000
10	Заводская	11,35	4,5	12,2	ТДН-10000
11	Южная	39,06	14,86	41,8	ТРДН-32000
12	Новая1	34	15,64	37,4	ТРДН-40000*
13	ТЭЦ-2	15	6,6	16,4	ТДН-16000
14	Новая ТЭЦ	47	24	52,8	ТДН-40000*

*Трансформаторы, рекомендованные к установке на РУ ВН новых объектов.

Необходимость в реконструкции подстанций возникает при перспективном росте трансформируемых мощностей, когда коэффициенты нагрузки и аварийной перегрузки трансформаторов превысят допустимые значения. Аварийную перегрузку $k_{ав}$ примем равной 140%.

Так как в рассматриваемом сетевом районе потребители в основном II-й категории надежности, то следует обеспечить их электроснабжение во всех возможных послеаварийных ситуациях на подстанциях. Для понижающих подстанций должно выполняться условие:

$$\frac{S_{\text{ав}}}{(n_T - n_{\text{отк}}) \cdot S_T} \leq k_{\text{ав}}, \quad (19)$$

где S_T, n_T – количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{\text{отк}}$– количество отключенных трансформаторов.

$\underline{S}_{\text{ав}} = \underline{S}_{\text{нб}} - \underline{S}_{\text{нрез}}$ – мощность в аварийном режиме определяется по наибольшей нагрузке с учётом возможного резервирования по сети низкого напряжения.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$\underline{S}_{\text{нб}} = k_{\text{м}} \cdot \underline{S}_{\text{н(макс)}}, \quad (20)$$

где $k_{\text{м}}$- коэффициент совмещения максимума. При проектировании можно принять $k_{\text{м}} = 1$, $\underline{S}_{\text{нрез}} = 0$. Сведем данные по проверке трансформаторов в таблицу 6.

Таблица 6 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов п/ст

№ п/ст	$S_{\text{нб}}$, МВА	$S_{\text{ав}}$, МВА	S_T, МВА	$k_{\text{з}}$	$k_{\text{ав}}$	Необходимость замены?
1	36,4	36,4	2х32	0,57	1,14	нет
2	21,7	21,7	2х16	0,67	1,36	нет
3	46,7	46,7	2х40	0,58	1,17	нет
4	32,6	32,6	2х25	0,65	1,304	нет
5	22,1	22,1	2х16	0,69	1,38	нет
6	25,8	25,8	2х21	0,61	1,23	нет
7	33	33	2х25	0,66	1,32	нет
8	22	22	2х16	0,69	1,38	нет
9	25,23	25,23	2х21	0,60	1,20	нет
10	12,2	12,2	2х10	0,61	1,22	нет
11	41,8	41,8	2х32	0,65	1,31	нет
12	37,4	37,4	2х40	0,468	0,94	нет
13	16,4	16,4	2х16	0,513	1,03	нет
14	52,8	52,8	2х40	0,66	1,32	нет

На всех подстанциях и электростанциях установлены подходящие силовые трансформаторы. Примем к установке на новой подстанции 2хТРДН-40000/110 и на новой электростанции 2хТДН-40000/110.

2.2 Анализ работы трансформаторов, установленных на электростанциях

Для блочных схем генератор-трансформатор мощность трансформатора S_T должна соответствовать номинальной мощности генератора.

Таблица 7 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов ЭС

ЭС, №	**$S_{ном\ ген}$, МВА**	**Трансформатор**	**$k_з$**	**Необходимость замены**
ТЭЦ-2	110+60	ТД-200000/110	0,85	нет
	110	ТД-125000/110	0,88	нет
Новая ТЭЦ	60	ТДН-63000/110	0,95	нет

2.3. Выбор конфигурации схемы сети

Для расчета приближенного потокораспределения в сложной многоконтурной схеме необходимо воспользоваться программными средствами Net-WORKS. Существующая сеть дефицитная. При присоединении новой подстанции и станции напряжение в узлах отклоняется в нормальных пределах, следовательно установка компенсирующих устройств не требуется. При развитии электрической сети рассмотрим один вариант конфигурации схемы сети, который удовлетворяет следующим требованиям:

- Обеспечение надежности электроснабжения;
- Обеспечение нормируемого качества электроэнергии потребителей в соответствии с ГОСТ 32144-2013;
- Схема сети должна быть достаточно гибкой, приспособленной к разным режимам, обусловленным изменением мощности, иметь возможность для дальнейшего развития;
- Обеспечение экономичности сооружения сети.

На рисунке 1 представлен вариант сети в максимальном режиме.

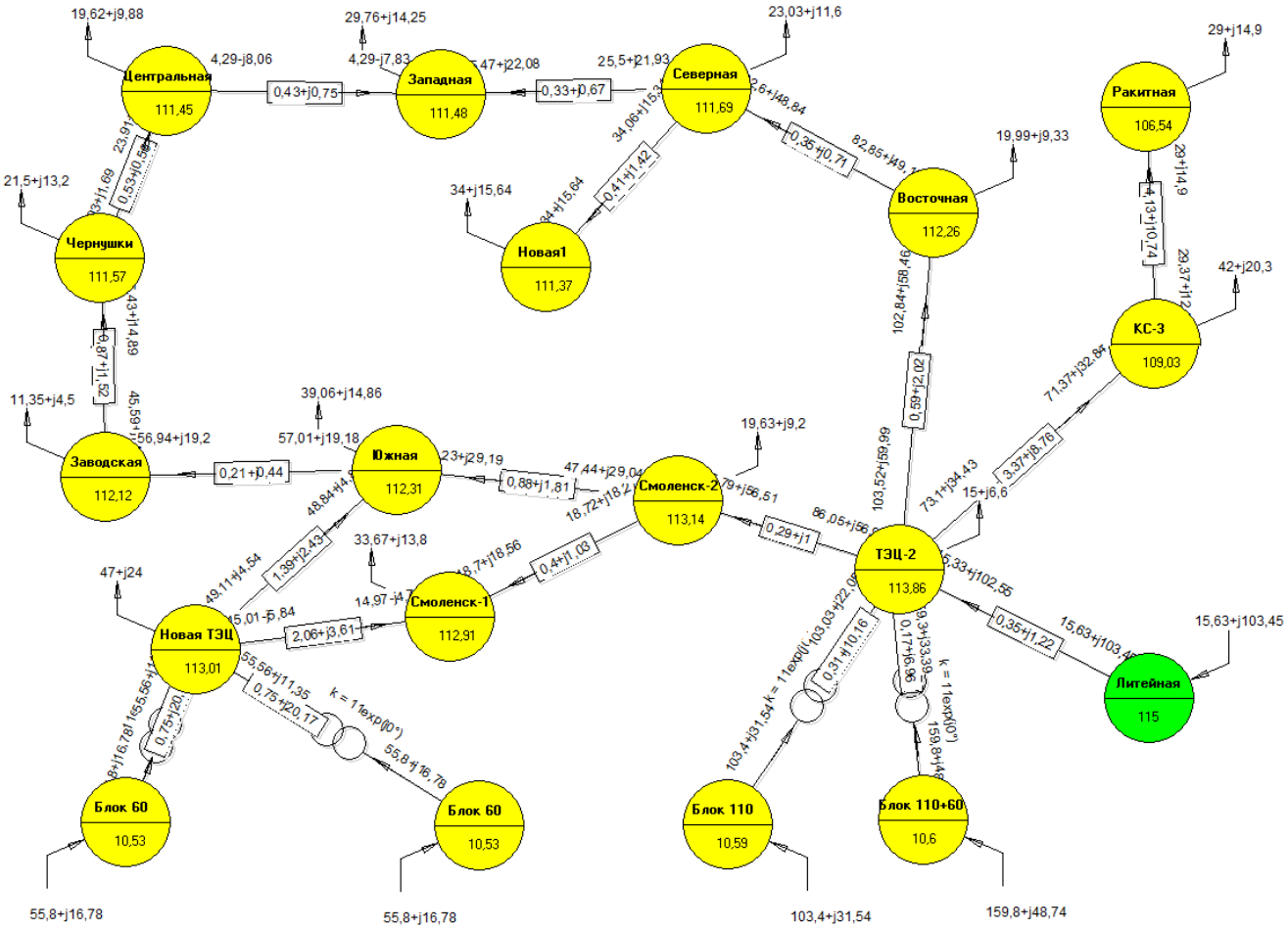


Рисунок 1 – Карта максимального режима выбранного варианта схемы

На рисунке 2 представлен скриншот по потерям активной и реактивной мощности в районной сети.

Суммарные потери активной мощности (P): 5,818 МВт
Потери в ЛЭП: 4,465 МВт
- нагрузочные в ЛЭП: 4,401 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,064 МВт
Потери в трансформаторах: 1,352 МВт
- нагрузочные в трансформаторах: 0,998 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,354 МВт

Суммарные потери реактивной мощности (Q): 35,228 МВАр
Потери в ЛЭП: -0,471 МВАр
- индуктивные: 11,724 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -12,195 МВАр
Потери в трансформаторах: 35,699 МВАр
- потери рассеяния: 33,226 МВАр
- намагничения (холостого хода): 2,473 МВАр

Рисунок 2 – Анализ режима работы сети в максимальном режиме

2.4 Проверка сечений проводов

Проведем проверку по условиям короны и радиопомех, сечение проводов линий 110 кВ должно быть не менее 70 мм^2. Для проверки по допустимому току построим таблицу 8.

Таблица 8 – Токи в линиях

Линия	**УН**	**УК**	**Марка**	**I, А**	**Iдоп, А**
1	Новая ТЭЦ	Смоленск-1	2хАС-120/19	40,63	390
2	Смоленск-2	Смоленск-1	2хАС-185/29	67,06	510
3	ТЭЦ-2	Смоленск-2	2хАС-240/32	261,89	610
4	ТЭЦ-2	КС-3	2хАС-185/29	206,52	510
5	КС-3	Ракитная	2хАС-185/29	86,43	510
6	ТЭЦ-2	Восточная	2хАС-240/32	303,78	610
7	Восточная	Северная	2хАС-150/24	247,85	450
8	Северная	Западная	2хАС-150/24	87,11	450
9	Центральная	Западная	2хАС-120/19	23,38	390
10	Чернушки	Центральная	2хАС-70/11	62,1	265
11	Заводская	Чернушки	2хАС-120/19	123,52	390
12	Южная	Заводская	2хАС-150/24	154,66	450
13	Смоленск-2	Южная	2хАС-150/24	142,32	450
14	Литейная	ТЭЦ-2	АС-240/32	525,52	610
15	Северная	Новая1	2хАС-240/32	96,77	610
16	Новая ТЭЦ	Южная	2хАС-120/19	126,06	390

Токи в линиях меньше чем допустимый ток этих линий, замена проводов на этом этапе не требуется.

2.5 Анализ работы электрической сети 110 кВ и выбор сечений ЛЭП

Необходимо провести расчеты работы линий и трансформаторов в послеаварийном режиме. При этом, одновременном отключении двух цепей двухцепной линии не рассматривается, для таких линий наибольший ток имеет место при отключении одной цепи. Результаты расчетов представим в таблице 9.

Таблица 9 – Токи в линиях при отключении одной их линий и отклонение напряжения в узлах

Линии	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
Норм реж	40,38	66,61	260,35	205,29	85,9	302,13	246,49	86,6	23,21
1	56,99	74,01	264,15	206,53	86,43	302,42	246,53	86,17	25,37
2	44,73	120,93	260,89	206,52	86,43	305,17	249,24	88,5	23,71
3	44,64	62,9	477,43	206,54	86,44	329,03	272,99	111,35	33,09
4	40,67	67,13	262,13	439,88	91,89	304,04	248,07	87,19	23,41
5	40,65	67,09	261,98	211,27	180,19	303,88	247,93	87,14	23,39
6	33,38	77,27	316,09	206,58	86,45	508	197,46	40,92	60,73
7	38,4	70,71	280,66	206,53	86,43	286,52	461,12	69,45	28,96
8	40,05	68,3	268,01	206,52	86,43	298,05	242,11	162,57	22,75
9	40,93	67,17	261,99	206,52	86,43	303,97	248	86,98	43,09
10	41,31	66,28	257,64	206,52	86,43	308,25	252,3	91,33	23,31
11	43,47	63,86	244,36	206,53	86,43	322,42	266,4	104,85	28,2
12	41,78	65,84	255,11	206,52	86,43	311,04	255,06	93,92	23,36
13	32,08	84,69	245,45	206,53	86,43	321,54	265,57	104,49	30,26
14	40,63	67,06	261,89	206,52	86,43	303,78	247,85	87,11	23,38
15	40,64	67,12	262,12	206,53	86,43	304,22	248,29	86,88	23,15
16	67,08	48,55	258,06	206,53	86,43	309,19	253,2	92,01	22,28
I нб	67,08	120,93	477,43	439,88	180,19	508	461,12	162,57	60,73
Iдоп	390	510	610	510	510	610	450	450	390
Кзагр	0,17	0,24	0,78	0,86	0,35	0,83	1,02	0,36	0,16

Продолжение таблицы 9

Линии	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**ΔU нб%**
Норм реж	61,78	122,89	153,87	141,5	259,9	96,25	125,43	2,58%
1	64,21	125,3	156,43	136,47	259,9	96,77	137,25	3,15%
2	61,01	122,28	153,42	147,85	259,9	96,78	120,4	3,16%
3	40,07	99,35	130,58	123,13	259,9	96,93	121,92	3,16%
4	62,15	123,62	154,78	142,45	259,9	96,85	126,16	8,69%
5	62,12	123,56	154,71	142,37	259,9	96,8	126,1	6,03%
6	114,66	177,81	209,09	185,86	259,9	97,72	136,85	3,17%
7	78,96	141,68	172,88	157,32	259,9	97,12	129,56	3,15%
8	67,02	129,16	160,33	147,18	259,9	96,72	127,11	3,15%
9	61,25	123,12	154,27	142,34	259,9	96,76	125,92	3,15%
10	115,87	119,19	150,31	138,9	259,9	96,79	125,2	3,15%
11	45,07	211,05	136,71	128,19	259,9	96,88	122,49	3,15%
12	55,19	116,39	295,18	136,84	259,9	96,81	124,65	3,15%
13	47,74	107,14	138,32	215,23	259,9	96,9	143,03	3,15%
14	62,1	123,52	154,66	142,32	525,52	96,77	126,06	3,15%
15	62,19	123,69	154,83	142,5	259,9	194,37	126,09	3,15%
16	56,55	118,04	149,2	163,83	259,9	96,8	195,08	3,15%
I нб	115,87	211,05	295,18	215,23	525,52	194,37	195,08	
Iдоп	265	390	450	450	610	610	390	
Kзагр	0,44	0,54	0,66	0,48	0,86	0,32	0,50	

Таким образом видно, что наибольшее отклонение напряжение в номинальном и послеаварийном режиме не превышает норму. Коэффициент загрузки линий, при отключении 7 линии Kзагр > 1.

Отклонение напряжения в узлах в нормальном режиме не превосходит 10%, а в послеаварийных не достигает 20%. Нормальным в таких режимах считается отклонение 15–20%.

3 РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СЕТИ

3.1. Максимальный режим работы сети

Максимальный режим – это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, и потребляется мощность в режиме наибольших нагрузок.

Для выполнения расчета, воспользуемся программой NetWORKS и построим таблицу по току в максимальном режиме (таблица 10).

Таблица 10 – Токи в линиях в максимальном режиме

Линия	УН	УК	Марка	I, А	Iдоп, А	j, А/мм2
1	Новая ТЭЦ	Смоленск-1	2xAC-120/19	40,38	390	0,337
2	Смоленск-2	Смоленск-1	2xAC-185/29	66,61	510	0,36
3	ТЭЦ-2	Смоленск-2	2xAC-240/32	260,35	610	1,085
4	ТЭЦ-2	КС-3	2xAC-185/29	205,29	510	1,11
5	КС-3	Ракитная	2xAC-185/29	85,9	510	0,464
6	ТЭЦ-2	Восточная	2xAC-240/32	302,13	610	1,259
7	Восточная	Северная	2xAC-150/24	246,49	450	1,643
8	Северная	Западная	2xAC-150/24	86,6	450	0,577
9	Центральная	Западная	2xAC-120/19	23,21	390	0,193
10	Чернушки	Центральная	2xAC-70/11	61,78	265	0,883
11	Заводская	Чернушки	2xAC-120/19	122,89	390	1,024
12	Южная	Заводская	2xAC-150/24	153,87	450	1,026
13	Смоленск-2	Южная	2xAC-150/24	141,5	450	0,943
14	Литейная	ТЭЦ-2	2xAC-240/32	259,9	610	1,083
15	Северная	Новая1	2xAC-240/32	96,25	610	0,401
16	Новая ТЭЦ	Южная	2xAC-120/19	125,43	390	1,045

Из данной таблице видно, что все линии в максимальном режиме проходят по допустимому току, а также экономическая плотность тока в линиях, в основном близка к экономической плотности – 1 А/мм^2, и не превышает значения 2 А/мм^2.

Рабочее напряжение в максимальном режиме (рисунок 1) рассмотрим по таблице 11.

Таблица 11 – Напряжение в узлах в максимальном режиме

Номер	**Название**	**Uном, кВ**	**P, МВт**	**Q, МВАр**	**U, кВ**	**delta, %**
1	Новая ТЭЦ	110	47	24	113,6	-3,27%
2	Смоленск-1	110	33,67	13,8	113,49	-3,17%
3	Смоленск-2	110	19,63	9,2	113,72	-3,38%
4	ТЭЦ-2	110	15	6,6	114,44	-4,04%
5	КС-3	110	42	20,3	109,64	0,33%
6	Ракитная	110	29	14,9	107,16	2,58%
7	Восточная	110	19,99	9,33	112,85	-2,59%
8	Северная	110	23,03	11,6	112,28	-2,07%
9	Западная	110	29,76	14,25	112,07	-1,88%
10	Центральная	110	19,62	9,88	112,04	-1,85%
11	Чернушки	110	21,5	13,2	112,16	-1,96%
12	Заводская	110	11,35	4,5	112,71	-2,46%
13	Южная	110	39,06	14,86	112,89	-2,63%
14	Литейная	110	-15,43	-102,27	115	-4,55%
15	Новая1	110	34	15,64	111,96	-1,78%

Отклонение напряжения в узлах в максимальном режиме находится в допустимых пределах – до 10%.

3.2. Минимальный режим работы сети

Минимальный режим – это режим, в котором работают все линии, все электростанции установленные в сети, но потребляется мощность , равная 80% режима наибольших нагрузок (таблица 12).

Таблица 12 – Нагрузки в минимальном режиме

№ п/п	Название	Активная нагрузка P, МВт	Реактивная нагрузка Q, Мвар
1	Смоленск-1	26,9	11
2	Смоленск-2	15,7	7,36
3	КС-3	33,6	16,24
4	Ракитная	23,2	11,9
5	Восточная	16	7,46
6	Северная	18,4	9,28
7	Западная	23,8	11,4
8	Центральная	15,7	7,9
9	Чернушки	17,2	10,56
10	Заводская	9,08	3,6
11	Южная	31,3	11,9
12	Новая1	27,2	12,51
13	ТЭЦ-2	12	2,28
14	Новая ТЭЦ	37,6	19,2

В минимальном режиме напряжение не сильно поднялось (рисунок 3).

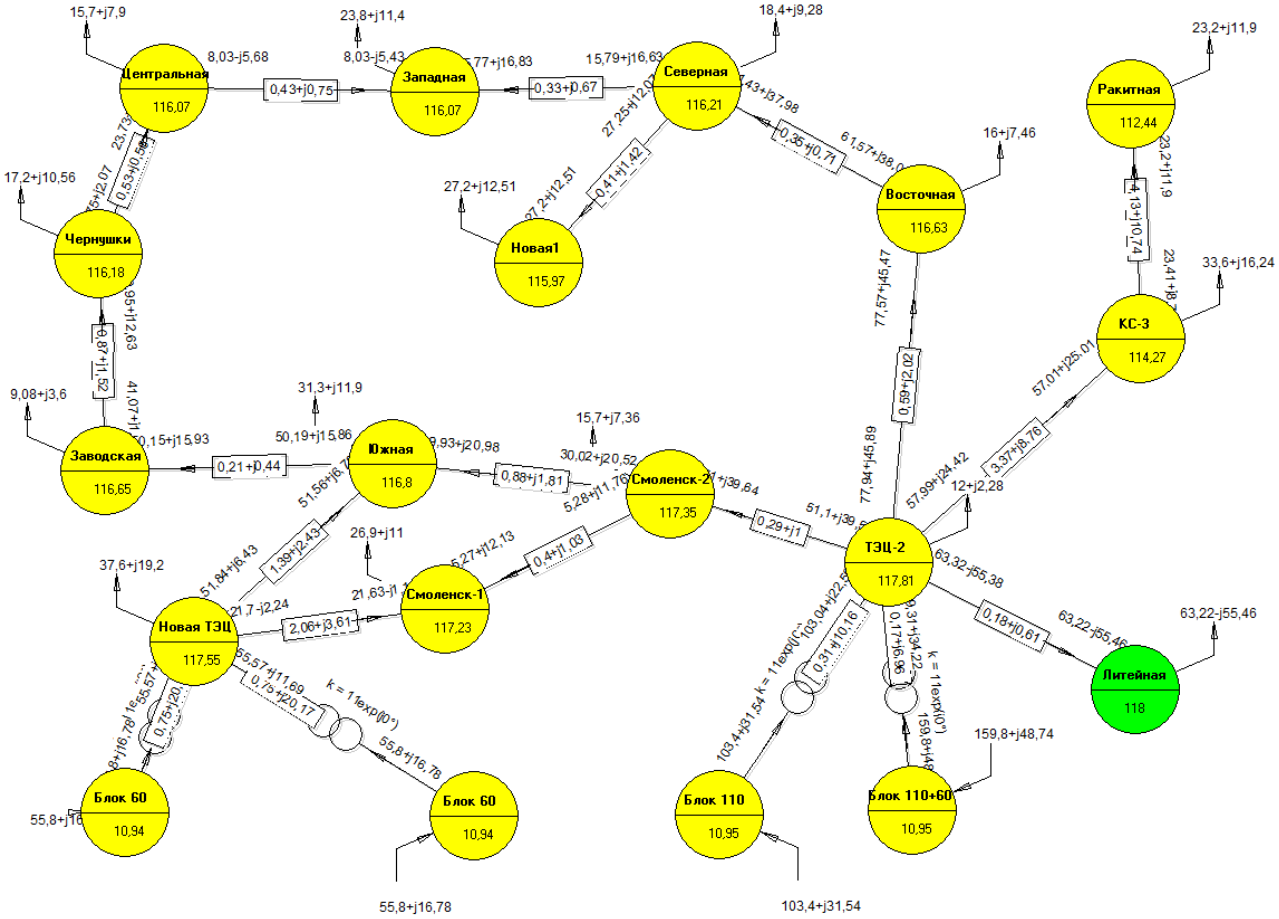


Рисунок 3 – Карта минимального режима

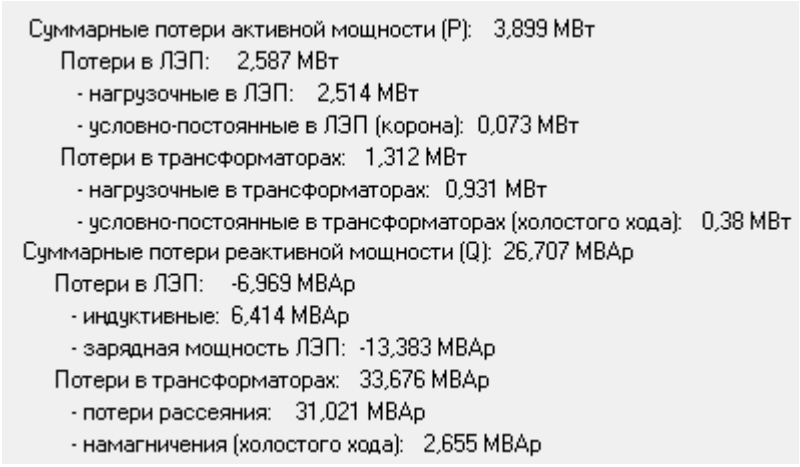


Рисунок 4 – Анализ режима работы сети в минимальном режиме

Построим таблицу по напряжению в минимальном режиме (таблица 13).

Таблица 13 – Напряжение в узлах в минимальном режиме

Номер	**Название**	**Uном, кВ**	**P, МВт**	**Q, МВАр**	**U, кВ**	**delta, %**
1	Новая ТЭЦ	110	37,6	19,2	117,55	-6,86%
2	Смоленск-1	110	26,9	11	117,23	-6,57%
3	Смоленск-2	110	15,7	7,36	117,35	-6,68%
4	ТЭЦ-2	110	12	2,28	117,81	-7,10%
5	КС-3	110	33,6	16,24	114,27	-3,88%
6	Ракитная	110	23,2	11,9	112,44	-2,22%
7	Восточная	110	16	7,46	116,63	-6,03%
8	Северная	110	18,4	9,28	116,21	-5,65%
9	Западная	110	23,8	11,4	116,07	-5,52%
10	Центральная	110	15,7	7,9	116,07	-5,52%
11	Чернушки	110	17,2	10,56	116,18	-5,62%
12	Заводская	110	9,08	3,6	116,65	-6,05%
13	Южная	110	31,3	11,9	116,8	-6,18%
14	Литейная	110	63,22	-55,46	118	-7,27%
15	Новая1	110	27,2	12,51	115,97	-5,43%

Отклонение напряжения в узлах в минимальном режиме находится в допустимых пределах.

3.3. Наиболее тяжелый послеаварийный режим работы сети

Из таблицы 9 видно, что самый тяжелый режим возникает при отключении 6 линии в 7 линии.

Результаты моделирования послеаварийного режима (отключения одной цепи двухцепной 6 линии) представлены на рисунке 5.

Таблица 14 – Токи в линиях в послеаварийном режиме

Линия	**УН**	**УК**	**Марка**	**I, А**	**Iдоп, А**
1	Новая ТЭЦ	Смоленск-1	2хАС-120/19	5,54	33,99
2	Смоленск-2	Смоленск-1	2хАС-185/29	11,33	78,56
3	ТЭЦ-2	Смоленск-2	2хАС-240/32	52,82	320,76
4	ТЭЦ-2	КС-3	2хАС-185/29	36,58	209,69
5	КС-3	Ракитная	2хАС-185/29	14,69	87,79
6	ТЭЦ-2	Восточная	АС-240/32	84,72	515,11
7	Восточная	Северная	2хАС-150/24	31,89	200,25
8	Северная	Западная	2хАС-150/24	3,26	41,6
9	Центральная	Западная	2хАС-120/19	11,63	61,54
10	Чернушки	Центральная	2хАС-70/11	21,48	116,18
11	Заводская	Чернушки	2хАС-120/19	32,4	180,18
12	Южная	Заводская	2хАС-150/24	38,14	211,89
13	Смоленск-2	Южная	2хАС-150/24	31,5	188,57
14	Литейная	ТЭЦ-2	2хАС-240/32	8,19	276,1
15	Северная	Новая1	2хАС-240/32	17,03	99,06
16	Новая ТЭЦ	Южная	2хАС-120/19	26,52	138,59

Токи в линиях проходят по допустимому току для проводов ВЛ.

Из результатов моделирования видно, что в данном режиме разработанная электрическая сеть обеспечивает допустимые отклонения напряжений на всех подстанциях сети.

Таблица 15 – Напряжение в узлах в послеаварийном режиме

Номер	**Название**	**Uном, кВ**	**P, МВт**	**Q, МВАр**	**U, кВ**	**delta, °**
1	Новая ТЭЦ	110	47	24	111,25	-1,14%
2	Смоленск-1	110	33,67	13,8	111,27	-1,15%
3	Смоленск-2	110	19,63	9,2	111,54	-1,40%
4	ТЭЦ-2	110	15	6,6	112,4	-2,18%
5	КС-3	110	42	20,3	107,48	2,29%
6	Ракитная	110	29	14,9	104,95	4,59%
7	Восточная	110	19,99	9,33	109,61	0,35%
8	Северная	110	23,03	11,6	109,13	0,79%
9	Западная	110	29,76	14,25	109,03	0,88%
10	Центральная	110	19,62	9,88	109,12	0,80%
11	Чернушки	110	21,5	13,2	109,37	0,57%
12	Заводская	110	11,35	4,5	110,2	-0,18%
13	Южная	110	39,06	14,86	110,45	-0,41%
14	Литейная	110	-16,39	-106,72	113	-2,73%
15	Новая1	110	34	15,64	108,8	1,09%

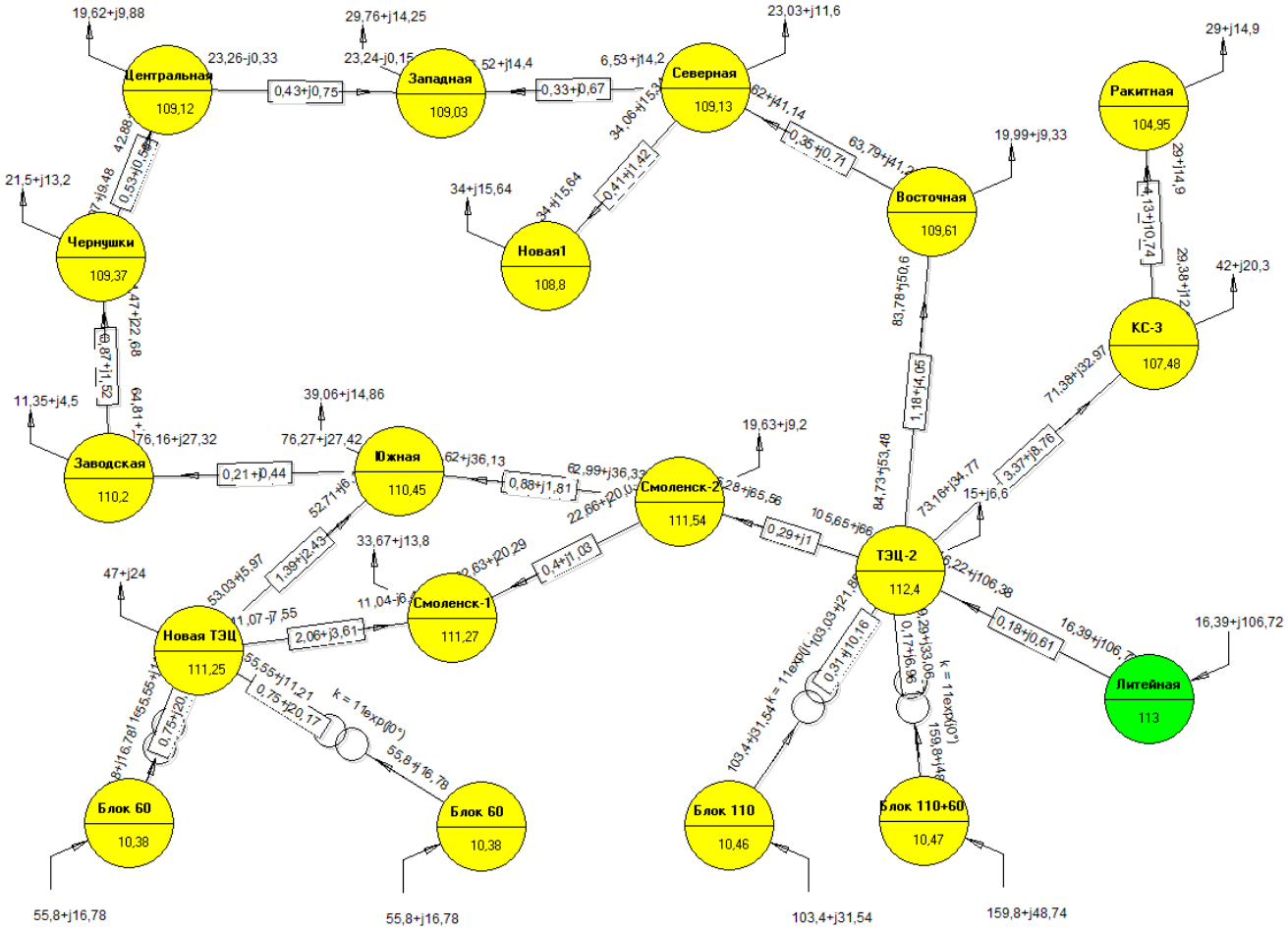


Рисунок 5 – Карта послеаварийного режима

Суммарные потери активной мощности (P): 6,347 МВт
Потери в ЛЭП: 4,999 МВт
- нагрузочные в ЛЭП: 4,943 МВт
- условно-постоянные в ЛЭП (корона): 0,056 МВт
Потери в трансформаторах: 1,348 МВт
- нагрузочные в трансформаторах: 0,99 МВт
- условно-постоянные в трансформаторах (холостого хода): 0,357 МВт
Суммарные потери реактивной мощности (Q): 36,426 МВАр
Потери в ЛЭП: 0,973 МВАр
- индуктивные: 12,999 МВАр
- зарядная мощность ЛЭП: -12,026 МВАр
Потери в трансформаторах: 35,452 МВАр
- потери рассеяния: 32,958 МВАр
- намагничения (холостого хода): 2,494 МВАр

Рисунок 6 – Анализ режима работы сети в послеаварийном режиме

4 РАЗРАБОТКА ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

4.1 Структурная схема проектируемой подстанции

Подстанция Новая 1 проектируется с нагрузкой потребителей 37,4 МВА. Структурная схема подстанции будет содержать распределительные устройства (РУ) высокого и низкого напряжений, а также понизительные трансформаторы.

Потребители электроэнергии подстанции Новой 1, сбой в электроснабжении которых может привести к нарушению сложного технологического процесса, а также серьезным экономическим потерям. Поэтому подстанция должна отвечать требованиям надежности электроснабжения потребителей 2 категории, таким образом необходимо установить на подстанции два трансформатора.

Подстанция Новая 1 питается от двух линий. С учетом перспективного роста нагрузок на подстанции потребление будет составлять 37,4 МВА.

Структурная схема проектируемой подстанции показана на рисунке 7.

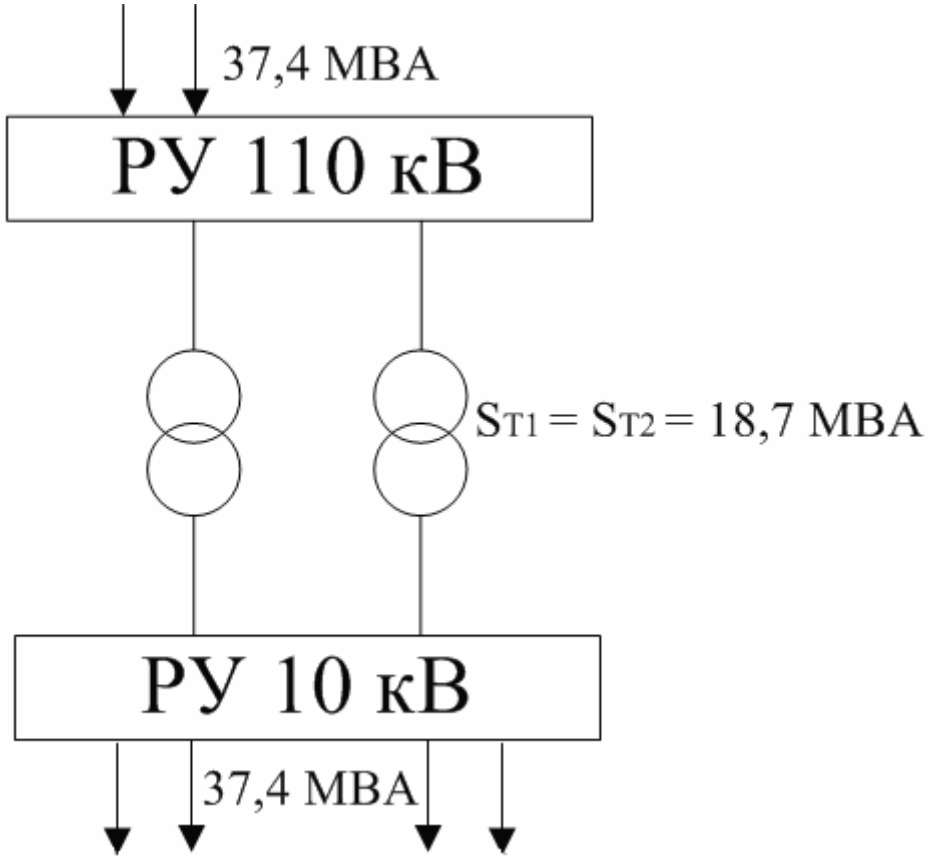


Рисунок 7 – Структурная схема проектируемой подстанции

4.2 Выбор силовых трансформаторов

Расчетной мощностью одного трансформатора двухтрансформаторной подстанции будет являться та мощность, которую сможет передать один трансформатор при отказе второго.

$$S_{\text{Т расч}} = 0{,}7 \cdot S_{\text{НН}}, \quad (21)$$

где $0{,}7$ – коэффициент загрузки трансформатора на двухтрансформаторной подстанции.

Номинальная мощность трансформатора определяется как

$$S_{\text{Т ном}} \geq S_{\text{Т расч}}. \quad (22)$$

Перегрузка трансформатора допустима не более 5 суток при соблюдении следующих условий: коэффициент начальной нагрузки не более 0,93; длительность максимума нагрузки не более 6 часов в сутки.

В соответствии с пунктом 2.3.3.1 ПЕТП: Трансформаторы 110 кВ и выше должны оснащаться устройством РПН и иметь не менее 4 встроеных трансформаторов тока[3].

Подставив числовые значения в формулы (21) и (22), вычислим расчётную мощность трансформатора

$$S_{\text{Т расч}} = 0{,}7 \cdot 37{,}4 = 26{,}18 \text{ МВА},$$

и номинальную мощность

$$S_{\text{Т ном}} \geq 26{,}18 = 40 \text{ МВА}.$$

Учитывая полученное значение номинальной мощности одного трансформатора, выбираются два трехфазных (Т) двухобмоточных трансформатора с расщепленной обмоткой с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (Д) с регулированием напряжения под нагрузкой (Н) типа ТРДН–40000/110/10,5-10,5.

Каталожные данные выбранных трансформаторов представлены в таблице 16 [4].

Таблица 16 – Каталожные данные трансформатора типа ТРДН–40000/110

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$S_{\text{Т ном}}$	Номинальная мощность	МВ·А	40
$U_{\text{Т ном}}^{ВН}$	Номинальное напряжение обмоток ВН	кВ	115
$U_{\text{Т ном}}^{НН}$	Номинальное напряжение обмоток НН	кВ	10,5/10,5
–	Регулирование напряжения	%	±9×1,78
$u_{\text{К}\%}$	Напряжение короткого замыкания	%	10,5
–	Схема и группа соединения обмоток	–	Y/Δ-11
$\Delta P_{\text{К}}$	Потери короткого замыкания	кВт	172
ΔP_0	Потери холостого хода	кВт	36

Посчитаем коэффициент загрузки трансформатора.

– В нормальном режиме:

$$k_{\text{з}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{2 \cdot S_{\text{Тном}}} \cdot 100\% = \frac{37{,}4}{2 \cdot 40} \cdot 100\% = 46{,}8\%, \qquad (23)$$

$k_{\text{з}} \leq 70\%$ – значит трансформаторы выбраны верно по нормальному режиму.

– В аварийном режиме:

$$k_{\text{з}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{Тном}}} \cdot 100\% = \frac{37{,}4}{40} \cdot 100\% = 93{,}5\%, \qquad (24)$$

$k_{\text{з}} \leq 140\%$ – перегрузки при отключении одного трансформатора не возникнет.

Таким образом, примем к установке трансформаторы ТРДН-40000/110.

4.3 Выбор и проверка линий электропередач

Рабочий максимальный ток для ВЛ к подстанции определяется мощностью нагрузки, с учетом количества питающих линий.

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{N_{\text{пл}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}}, \qquad (25)$$

где $S_{\text{нагр}}$ –мощность нагрузки подстанции Новая 1;

$N_{пл}$ – количество питающих линий, для проходной подстанции равное 2.

Подставим значения в формулу 25 и получим:

$$I_{\text{раб.норм.вл}} = \frac{37{,}4}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 98{,}2 \text{ А.}$$

По пункту 1.3.25 [5] экономически целесообразное сечение:

$$S = \frac{I_{\text{раб.норм.вл}}}{J_{\text{эк}}}, \quad (26)$$

где $J_{эк}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм^2.

По ПУЭ [табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год более 1000 до 3000 составляет 1 А/мм^2.

$$S = \frac{98{,}2}{1} = 98{,}2 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайший провод 2хАС-95/16 по таблице 3.8 [4].

Рабочий максимальный ток ВЛ 110 кВ:

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{S_{\text{нагр}}}{(N_{\text{пл}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вл}}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{37{,}4}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 196{,}3 \text{ А.}$$

По ПУЭ [табл. 1.3.29] по условию нагрева неизолированный провод с сечением 95 мм^2 выдержит ток 330 А.

По условиям короны и радиопомех таблица 3.7 [4] минимальное сечение ВЛ 110 кВ – 70 мм^2.

Можно сделать вывод, что провод ВЛ – 2хАС-95/16 выдерживает и аварийный режим работы.

Ток нормального режима для одной линии электропередачи цепи потребителей на стороне НН, считая, что мощность распределена равномерно:

$$I_{\text{НН норм}} = \frac{31{,}4}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 453 \text{ А.}$$

Будем считать, что потребитель питается по двум линиям, тогда в аварийном режиме одна линия возьмёт на себя всю нагрузку:

$$I_{\text{НН max}} = 453 \cdot 2 = 906{,}4 \text{ А}.$$

По ПУЭ [табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для КЛ цепи потребителей на стороне НН с пластмассовой изоляцией при числе часов использования максимума нагрузки в год более 1000 до 3000 составит 1,5 А/мм^2:

$$F_{\text{Э}}^{\text{НН}} = \frac{I_{\text{НН норм}}}{j_{\text{Э}}} = \frac{453}{1{,}5} = 302.$$

Выбираются четыре параллельных трёхжильных кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвБП сечением 3х185/25 мм^2 [6].

Сравним допустимый длительный ток [6] и максимальный ток:

$$I_{\text{НН}}^{4*3*185} = 1140 \text{ А} \geq I_{\text{НН } max} = 906{,}4 \text{ А}.$$

Выбранное сечение (4хАПвБП 3х185/25) обеспечит работу кабельной линии даже в аварийном режиме.

4.4 Выбор схем РУ подстанции

4.4.1 Выбор схемы РУ ВН подстанции

В соответствии рекомендациями по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ [2]: для тупиковых двухтрансформаторных ПС рекомендуется использование схемы 4Н «Два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». На рисунке 8 показана схема РУ ВН подстанции.

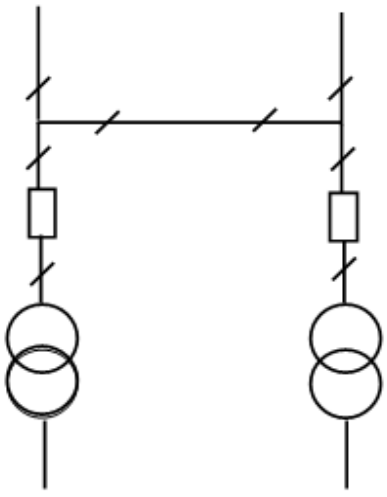


Рисунок 8 – Схема 4Н два блока линия-трансформатор с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий

4.4.2 Выбор схемы РУ НН подстанции

На низком напряжении используется две секционированные выключателем системы шин 10-2 (рисунок 9), так как на подстанции установлены двухобмоточные трансформаторы с расщепленной обмоткой.

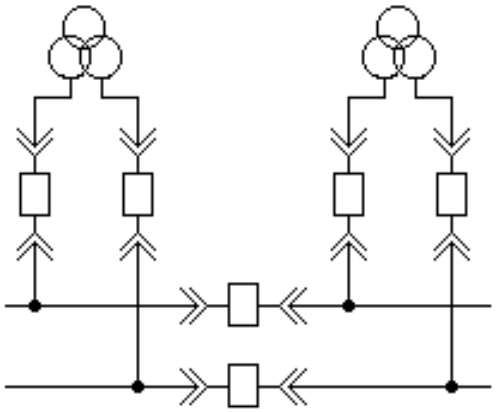


Рисунок 9 – Схема две секционированные выключателем системы шин

4.5 Расчет токов в нормальном и продолжительном режимах

Выберем наиболее тяжелые режимы, когда в электроустановке протекает наибольший ток. Расчётными токами продолжительного режима в цепи двухобмоточного трансформатора являются наибольший ток нормального режима $I_{\text{норм}}$ и наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима $I_{\max}$:

$$I_{\text{норм}} = 0{,}7 \cdot \frac{S'_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Тном}}}, \quad (28)$$

$$I_{max} = 1{,}4 \cdot \frac{S'_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Тном}}}, \quad (29)$$

где $S'_{\text{Т ном}} = 63$ МВА – номинальная мощность трансформатора следующая по шкале ГОСТ для выбранного в п. 4.2 трансформатора номинальной мощностью $S_{\text{Т ном}} = 40$ МВА.

Подставив числовые значения в формулы (28) и (29), вычислим расчётные нагрузки на стороне ВН трансформатора:

$$I^{\text{ВН}}_{\text{норм}} = 0{,}7 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 221{,}4 \text{ А},$$

$$I^{\text{ВН}}_{max} = 1{,}4 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442{,}8 \text{ А}.$$

И на стороне НН трансформатора:

$$I_{\text{норм}}^{\text{НН}} = 0{,}7 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 1212 \text{ А},$$

$$I_{max}^{\text{НН}} = 1{,}4 \cdot \frac{63 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 2425 \text{ А}.$$

4.6 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания (КЗ) проводится при возможном КЗ на стороне ВН и НН трансформатора.

Найдём сопротивления обмоток двухобмоточного трансформатора с расщипленной обмоткой в относительных единицах:

Сопротивление трансформатора на ВН:

$$X_{T.ВН} = \frac{0{,}125 \cdot U_K\%}{100} \cdot \frac{S_Б}{S_T} = \frac{0{,}125 \cdot 10{,}5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0{,}033.$$

Сопротивление трансформатора на НН:

$$X_{T.НН} = \frac{1{,}75 \cdot U_K\%}{100} \cdot \frac{S_Б}{S_T} = \frac{1{,}75 \cdot 10{,}5}{100} \cdot \frac{100}{40} = 0{,}459.$$

Тогда получим сопротивление за трансформатором:

$$X_{\text{Т}} = X_{T.ВН} + X_{T.НН} = 0{,}033 + 0{,}459 = 0{,}492.$$

Базисный ток в месте КЗ вычисляется по формуле:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} U_б}, \quad (30)$$

где $U_б$ – базисное напряжение в месте КЗ, кВ.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E_{\text{с*}}}{x_{\Sigma}} I_б, \quad (31)$$

где $E_{\text{с*}} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_б} = 1{,}0$ – ЭДС системы, о.е.; x_{Σ} – результирующее сопротивление схемы.

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\text{п0}} k_{\text{у}}, \quad (32)$$

где $k_{\text{у}}$ – ударный коэффициент, выбирается по приложению 6 [7].

4.6.1 Расчёт токов КЗ на стороне ВН трансформатора

Составим расчётную схему замещения при КЗ на шинах 110 кВ в точке *К1* (рисунок 10). Примем базисное напряжение $U_{б}^{К1} = 115$ кВ.

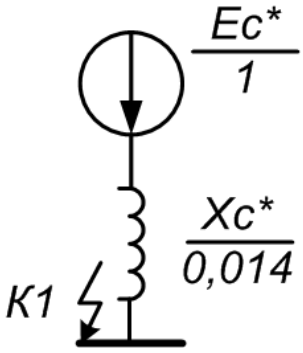


Рисунок 10 – Расчётная схема замещения при коротком замыкании на шинах 110 кВ

Подставив числовые значения в формулу (30), получим:

$$I_{б}^{К1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0{,}5 \text{ кА}.$$

Начальное значение периодической составляющей по формуле (31):

$$I_{п0}^{К1} = \frac{1}{0{,}014} \cdot 0{,}5 \cdot 10^{3} = 35{,}7 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания по формуле (32):

$$i_{уд}^{К1} = \sqrt{2} \cdot 35{,}7 \cdot 10^{3} \cdot 1{,}608 = 81{,}2 \text{ кА}.$$

где $k_{\text{у}} = 1{,}608$ – ударный коэффициент, выбранный по [6].

4.6.2 Расчёт токов КЗ на стороне НН трансформатора

Составим расчётную схему замещения при КЗ на шинах НН в точке *К2* (рисунок 11). Примем базисное напряжение $U_{б}^{К2} = 10{,}5$ кВ.

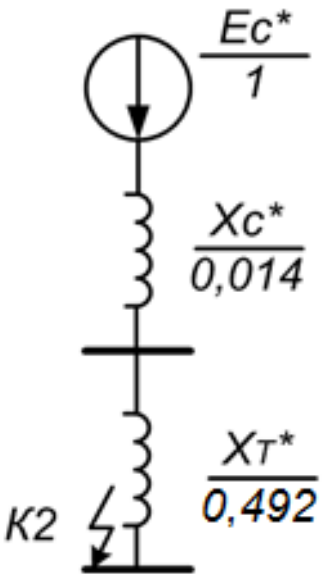


Рисунок 11 – Расчётная схема замещения при коротком замыкании на шинах НН

Вычислим базисный ток по формуле (30):

$$I_{б}^{К2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10{,}5} = 5{,}5 \text{ кА}.$$

Начальное значение периодической составляющей по формуле (31):

$$I_{п0}^{К2} = \frac{1}{0{,}014 + 0{,}492} \cdot 5{,}5 \cdot 10^{3} = 10{,}87 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания по формуле (32):

$$i_{уд}^{К2} = \sqrt{2} \cdot 10{,}87 \cdot 10^{3} \cdot 1{,}87 = 28{,}75 \text{ кА}.$$

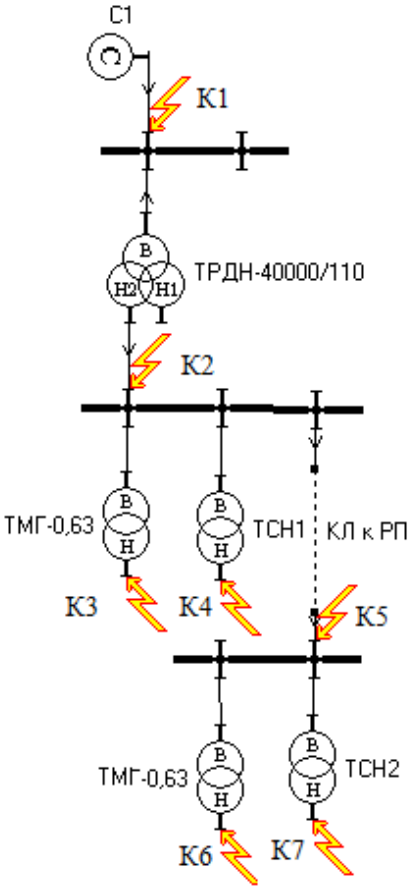
где $k_{у} = 1{,}87$ – ударный коэффициент, выбранный по [6].

4.6.3 Расчет токов КЗ с помощью программы

Рассчитаем токи КЗ в максимальном и минимальном режимах в программе ТоКо. Для этого составим схему подстанции (рисунок 12).

Из рисунка 12 видно, что токи полученные в ручном расчете и в программе близки по значению, с некоторой погрешностью. Данные расчета ТКЗ в максимальном режиме ($S_{кз}$=7111 МВА) сведем в таблицу 17.

Заполним таблицу 18 для минимального режима ($S_{кз}$=4741 МВА).



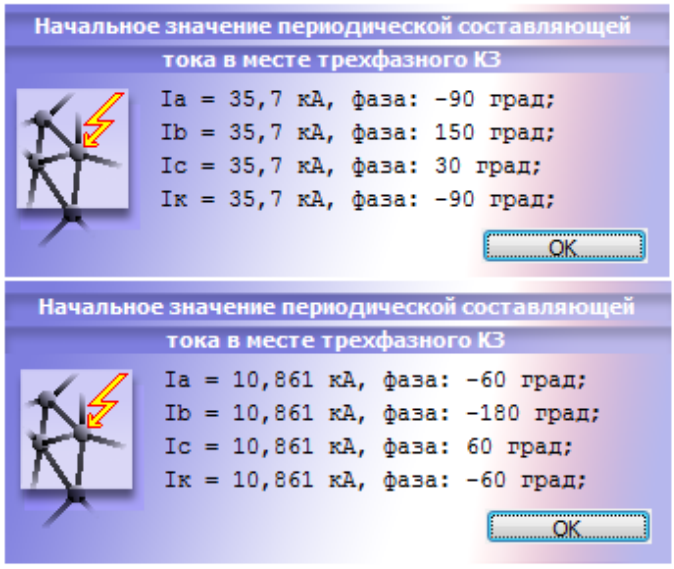


Рисунок 12 – Схема подстанции и токи КЗ в точках К1 и К2

Таблица 17 – Данные расчета ТКЗ в максимальном режиме

Место КЗ		$I_{п.0}$, кА	T_a, с	I_a, кА	I_y, кА	K_y
КЗ-1		35,7	0,035	50,487	89,16	1,766
КЗ-2	ВН	1,323	0,009	17,21	23,391	1,359
	НН	12,169				
КЗ-3	ВН	0,706	0,013	3,329	4,961	1,49
	НН	2,354				
КЗ-4	ВН	0,555	0,01	2,618	3,657	1,397
	НН	1,851				
КЗ-5	ВН	1,25	0,007	16,265	20,664	1,27
	НН	11,501				
КЗ-6	ВН	0,704	0,013	3,318	4,944	1,49
	НН	2,364				
КЗ-7	ВН	0,036	0,01	0,171	0,239	1,397
	НН	0,121				

Таблица 18 – Данные расчета ТКЗ в минимальном режиме

Место КЗ		$I_{п.0}$, кА	T_a, с	I_a, кА	I_y, кА	K_y
КЗ-1		23,802	0,035	33,661	59,445	1,766
КЗ-2	ВН	0,764	0,009	13,719	18,647	1,359
	НН	9,701				
КЗ-3	ВН	0,514	0,013	2,424	3,612	1,49
	НН	1,174				
КЗ-4	ВН	0,404	0,01	1,904	2,66	1,397
	НН	1,346				
КЗ-5	ВН	0,718	0,007	12,893	16,381	1,27
	НН	9,117				
КЗ-6	ВН	0,512	0,013	2,415	3,599	1,49
	НН	1,708				
КЗ-7	ВН	0,026	0,01	0,124	0,174	1,397
	НН	0,088				

4.7 Ограничение токов КЗ

Анализируя вычисленные в п. 4.6 значения токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что применять средства ограничения токов короткого замыкания не имеет смысла. Отключающая способность элегазовых и вакуумных выключателей с запасом превышает полученные значения периодической составляющей и ударного тока КЗ.

4.8 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ ВН

Для упрощения расчётов, а также удобства эксплуатации и ремонта будем выбирать однотипные коммутационные аппараты, средства контроля и другие.

4.8.1 Выбор выключателей и разъединителей

Учитывая, что в новых разработках желательно использовать элегазовые выключатели, наметим к установке элегазовый баковый выключатель типа ВЭБ-110. Параметры выключателя представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры элегазовых выключателей ВЭБ-110-40/2500 [8]

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126
Номинальный ток	А	2500
Номинальный ток отключения	А	40
Ток включения:		
Наибольший пик	кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Сквозной ток короткого замыкания:		
Наибольший пик	кА	102
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Ток термической стойкости	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Собственное время отключения	с	0,035
Полное время отключения	с	0,055

Произведём проверку выключателя по расчётным условиям.

Расчётное время отключения (от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов) определяется по формуле:

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (33)$$

где $t_{\text{з.min}} = 0{,}1$ с – минимальное время действия релейной защиты; $t_{\text{с.в}} = 0{,}035$ с – собственное время отключения выключателя [8].

Подставив числовые значения в формулу (33), получим:

$$\tau = t_{\text{з.min}} + t_{\text{с.в}} = 0{,}01 + 0{,}035 = 0{,}045 \text{ с}.$$

1) Проверка на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{п}\tau} \le I_{\text{откл.ном}}, \quad (34)$$

где $I_{\text{п}\tau} = I_{\text{п0}}^{\text{К1}} = 35{,}7$ кА – действующее значение периодической составляющей тока КЗ по расчёту п. 4.6.1; $I_{\text{откл.ном}} = 40$ кА – номинальный ток отключения [8].

Подставив числовые значения в (34), получим:

$$I_{\text{пτ}} = 35{,}7 \text{ кА} \leq I_{\text{откл норм}} = 40 \text{ кА}.$$

2) Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{\text{a}\tau} \leq i_{\text{a.ном}}, \tag{35}$$

где $i_{\text{a}\tau}$ – апериодическая составляющая тока КЗ, кА; $i_{\text{a.ном}}$ – номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключающем токе, кА.

Апериодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{a}\tau} = \sqrt{2} I_{\text{п}\tau} e^{-\frac{\tau}{T_{\text{a}}}}, \tag{36}$$

где $T_{\text{a}} = 0{,}02$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ [7].

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключающем токе определится по формуле:

$$i_{\text{a.ном}} = \sqrt{2} I_{\text{откл.ном}} \frac{\beta_{\text{н}}}{100\%}, \tag{37}$$

где $\beta_{\text{н}} = 35\%$ – допустимое относительное содержание апериодической составляющей для $\tau = 0{,}045$ с [7].

Подставив числовые значения в формулы (35) – (37), получим:

$$i_{\text{a}\,\tau} = \sqrt{2} \cdot 35{,}7 \cdot 10^3 \cdot e^{-\frac{0{,}045}{0{,}02}} = 5{,}3 \text{ кА};$$

$$i_{\text{a ном}} = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot 10^3 \cdot \frac{35\%}{100\%} = 19{,}8 \text{ кА};$$

$$i_{\text{a}\,\tau} = 5{,}3 \text{ кА} \leq i_{\text{a норм}} = 19{,}8 \text{ кА}.$$

3) Проверка включающей способности:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}}, \tag{38}$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} I_{\text{вкл}}, \tag{39}$$

где $I_{\text{п0}} = 35{,}7$ кА – начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания; $I_{\text{вкл}} = 40$ кА – номинальный ток включения (дейст-

вующее значение периодической составляющей) [8]; $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения, кА; $k_{\text{уд}} = 1{,}8$ – ударный коэффициент, нормированный для выключателей [7].

Подставив числовые значения в формулы (38) и (39), получим:

$$I_{\text{п0}} = 35{,}7 \text{ кА} \le I_{\text{вкл}} = 40 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}}^{\text{К1}} = 81{,}2 \text{ кА} \ \le \ i_{\text{вкл}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}8 \cdot 40 = 102 \text{ кА}.$$

4) Проверка на электродинамическую стойкость выключателя:

$$I_{\text{п0}} \le I_{\text{дин}}, \tag{40}$$

$$i_{\text{уд}} \le i_{\text{дин}}, \tag{41}$$

где $i_{\text{уд}} = 81{,}2$ кА – ударный ток короткого замыкания по расчёту п. 4.6.1; $I_{\text{дин}} = 40$ кА, $i_{\text{дин}} = 102$ кА – нормативные токи, электродинамическая составляющая (по каталогу [8]).

Подставив числовые значения в формулы (40) и (41), получим:

$$I_{\text{п0}} = 35{,}7 \text{ кА} \le I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 81{,}2 \text{ кА} \ \le \ i_{\text{дин}} = 102 \ \text{кА}.$$

5) Проверка на термическую стойкость выключателя.

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} \le B_{\text{к}} = I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}}, \tag{42}$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ, кА^{2}с; $B_{\text{к}}^{\text{расч}}$ – расчётный тепловой импульс тока КЗ, кА^{2}с; $I_{\text{тер}} = 40$ кА – предельный ток термической стойкости [8], $t_{\text{тер}} = 3$ с – длительность протекания тока термической стойкости [8].

Расчётный тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = I_{\text{п0}}^2 \left(t_{\text{откл}} + T_{\text{а}} \right), \tag{43}$$

где $t_{\text{откл}} = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}} = 0{,}01 + 0{,}035 = 0{,}045$ с.

Подставив числовые значения в формулы (42) и (43), получим:

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = 35{,}7^2 \cdot (0{,}045 + 0{,}02) = 82{,}8 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к}} = 40^2 \cdot 3 = 4800\ (\text{кА})^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = 82{,}8\ \text{кА}^2\text{с} \leq B_{\text{к}} = 4800\ (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель ВЭБ-110 удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Намечаем к установке разъединитель горизонтально-поворотного типа РГП-110/2000. В разъединителях такого типа применены полимерные изоляторы, рекомендованные ОАО «ФСК ЕЭС». Разъединитель состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземляющие ножи могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя.

Каталожные данные разъединителей представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Параметры разъединителей типа РГП-110/2000 [9]

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126
Номинальный ток	А	2000
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости)	кА	100
Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости)	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	с	3

Произведём проверку разъединителя по расчётным условиям.

1) Проверка на электродинамическую стойкость разъединителя:

$$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}, \tag{44}$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \tag{45}$$

где $I_{\text{п0}} = 35{,}7$ кА – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи разъединителя; $i_{\text{уд}} = 81{,}2$ кА – ударный ток короткого замыкания по расчёту п. 3.3; $I_{\text{тер}} = 40$ кА, $i_{\text{дин}} = 100$ кА – нормативные токи, электродинамическая составляющая (по каталогу [9]).

Подставив числовые значения в формулы (44) и (45), получим:

$$I_{п0} = 35{,}7 \text{ кА} \leq I_{тер} = 40 \text{ кА},$$

$$i_{уд} = 81{,}2 \text{ кА} \leq i_{дин} = 100 \text{ кА}.$$

2) Проверка на термическую стойкость разъединителя:

$$B_к^{расч} \leq B_к = I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (46)$$

где $B_к$ – тепловой импульс тока КЗ, кА^{2}с; $B_к^{расч}$=82,8 (кА)^{2}с – расчётный тепловой импульс тока КЗ; $I_{тер} = 40$ кА – предельный ток термической стойкости, $t_{тер} = 3$ с – длительность протекания тока [9].

Подставив числовые значения в формулу (46), получим:

$$B_к = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ (кА)}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_к^{расч} = 82{,}8 \text{ кА}^2\text{с} \leq B_к = 4800 (\text{кА})^2\text{с}.$$

Таблица 21 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателей и разъединителей РУ ВН

Параметр	Расчётные данные	Каталожные данные		Условие выбора
		ВЭБ-110	РГП-110/2000	
$U_{уст}$, кВ	110	110	110	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{норм}$, А	221,4	2500	2000	$I_{норм} \leq I_{ном}$
I_{max}, А	442,8			$I_{max} \leq I_{ном}$
$I_{п\tau}$, кА	35,7	40	–	$I_{п\tau} \leq I_{откл.ном}$
$i_{а\tau}$, кА	5,3	19,8	–	$i_{а\tau} \leq i_{а.ном}$
$I_{п0}$, кА	35,7	40	–	$I_{п0} \leq I_{вкл}$
			40	$I_{п0} \leq I_{дин}$
$i_{уд}$, кА	81,2	102	–	$i_{уд} \leq i_{вкл}$
			100	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_к$, кА^{2}с	82,8	4800	4800	$B_к^{расч} \leq B_к$

Из таблицы 21 видно, что выбранные выключатель и разъединитель удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

4.8.2 Выбор средств измерения и контроля

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на подстанции осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов. В схему проектируемой подстанции на стороне ВН необходимо установить следующие приборы:

— в цепь питающих линий 110 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

На высокой стороне двухобмоточного трансформатора приборы не устанавливаются [10].

На рисунке 13 показано расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ ВН.

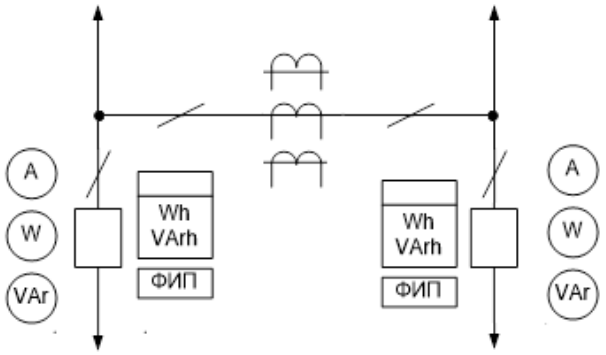


Рисунок 13 – Расположение контрольно-измерительных приборов

4.8.3 Выбор трансформаторов тока

Выбор класса точности ТТ определяет назначение трансформатора тока. В соответствии с ПУЭ [5]:

а) трансформаторы тока для включения электроизмерительных приборов должны иметь класс точности не ниже 3;

б) обмотки трансформаторов тока для присоединения счётчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5;

в) для технического учёта допускается класс точности 1.

Поскольку в выключателях типа ВЭБ-110 есть встроенные трансформаторы тока типа ТВГ-110, установка отдельных дополнительных трансформаторов тока на стороне РУ ВН не требуется.

В цепи питающих линий установим ТТ типа ТВГ-110-0,5/10Р-600/5 на номинальный первичный ток 600 А.

Каталожные данные выбраного ТТ представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Каталожные данные трансформаторов тока встроенных типа ТВГ-110 [8]

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	126
Номинальный первичный ток для ТТ: – в цепи питающих линий – на стороне ВН трансформатора	А	 200 600
Номинальный вторичный ток	А	5
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	30
Ток термической стойкости	кА	40
Время протекания тока термической стойкости	с	3
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40
Ток электродинамической стойкости	кА	102

Проверим выбранный ТТ по расчётным условиям:

1) По длительному току:

$$I_{\text{норм}} \le I_{\text{ном}},\ I_{\max} \le I_{\text{ном}}, \quad (47)$$

где $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима, А; $I_{\max}$ – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима, А; $I_{\text{ном}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

Подставив числовые значения в формулу (47), для ТТ разных номинальных первичных токов получим:

— В цепи питающих линий:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = 98{,}2\ \text{А} \le I_{\text{ном}} = 200\ \text{А}; \qquad I_{max}^{\text{ВН}} = 196{,}3\ \text{А} \le I_{\text{ном}} = 200\ \text{А}.$$

— На стороне ВН силового трансформатора:

$$I_{\text{норм}}^{\text{ВН}} = 221{,}4\ \text{А} \le I_{\text{ном}} = 600\ \text{А}; \qquad I_{max}^{\text{ВН}} = 442{,}8\ \text{А} \le I_{\text{ном}} = 600\ \text{А}.$$

2) По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \le i_{дин}, \quad (48)$$

где $i_{уд} = 81{,}2$ А – ударный ток КЗ по расчёту п. 4.6.1; $i_{дин} = 102$ кА – ток электродинамической стойкости по каталогу [8].

Подставив числовые значения в (48), получим:

$$i_{уд} = 81{,}2 \text{ А} \le \ i_{дин} = 102 \text{ А}.$$

3) По термической стойкости

$$B_к^{расч} \le B_к = I_{тер}^2 t_{тер}, \quad (49)$$

где $B_к^{расч} = 82{,}8$ кА^{2}с – расчётный тепловой импульс п. 3.5.1; $I_{тер} = 40$ кА – предельный ток термической стойкости , $t_{тер} = 3$ с – длительность протекания тока термической стойкости [8].

Подставив числовые значения, получим:

$$B_к^{расч} = 82{,}8 \text{ кА}^2\text{с} \le B_к = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Составим таблицу 23 и сравним каталожные параметры трансформатора тока с расчётными значениями.

Таблица 23 – Расчётные и каталожные данные встроенных ТТ типа ТВГ-110

Параметр	Расчётные данные		Каталожные данные		Условие выбора
	вводные линии	силовые трансформаторы	ТВГ-110-0,5/10Р-200/5	ТВГ-110-0,5/10Р-600/5	
$U_{уст}$, кВ	110		110		$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{норм}$, А	98,2	221,4	200	600	$I_{норм} \le I_{ном}$
I_{max}, А	196,3	442,4			$I_{max} \le I_{ном}$
$i_{уд}$, кА	81,2		102		$i_{уд} \le i_{дин}$
$B_к$, кА^{2}с	82,8		4800		$B_к^{расч} \le B_к$

По расчетным условиям выбранный ТТ подходит.

4.8.3.1 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи питающих линий

На рисунке 14 покажем размещение приборов в цепи питающих и транзитных линий, в таблицу 24 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

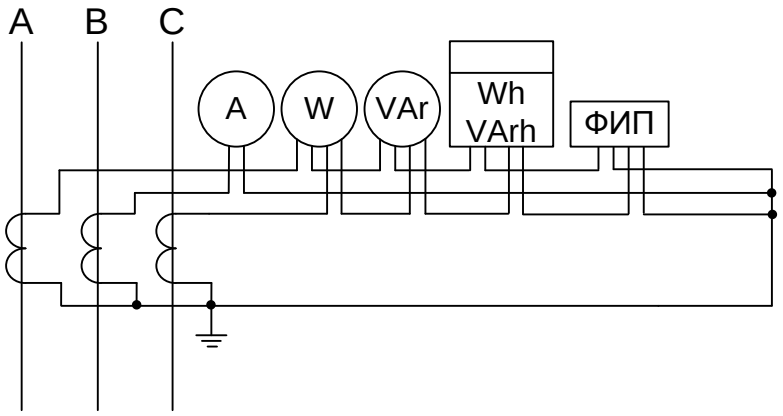


Рисунок 14 – Размещение приборов в цепи питающих линий

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи питающих линий

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2,0	–	2,0
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0,5	0,5	–	0,5
		Итого	3,5	0,5	3,5

Из таблицы 24 видно, что наиболее загружены ТТ фаз А и С.

Общее сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\,\text{ном}}^2}, \quad (50)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, В·А; $I_{2\,\text{ном}} = 5$ А – номинальный вторичный ток.

Чтобы трансформатор тока работал в заданном классе точности, необходимо чтобы выполнялось условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \le Z_{2\,\text{ном}}, \quad (51)$$

где $r_{\text{пр}}$ – сопротивление соединительных проводов, Ом; $r_{\text{к}}$ – переходное сопротивление контактов, Ом; $Z_{2\,\text{ном}} = 0,8$ Ом – номинальная нагрузка ТТ для класса точности 0,5 (по каталогу [8]).

Из формулы (51) найдём сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} \le Z_{2\,\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (52)$$

Тогда допустимое сечение соединительных проводов определится как:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (53)$$

где $\rho = 0,0283 \ \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ – удельное сопротивление материала провода, для подстанции с ВН ниже 220 кВ применяются провода с алюминиевыми жилами; $l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

Для цепи РУ 110 кВ и при включении ТТ в звезду (рис. 13), расчётная длина соединительных проводов $l_{\text{расч}} = 60$ - для подстанций на 20% меньше [10]. При включении в цепь более трёх приборов, переходное сопротивление контактов примем $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом [10].

Подставив числовые значения в формулы (51), (52), (53), получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,5}{5^2} = 0,14 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пр}} \le 0,8 - 0,14 - 0,1 = 0,56 \text{ Ом}.$$

Примем сопротивление соединительных проводов равным $r_{\text{пр}} = 0,5$ Ом:

$$q = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,5} = 3,4 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [10] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2.

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

4.8.3.2 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне ВН силового трансформатора

На стороне ВН двухобмоточного трансформатора приборы не устанавливаются [6], поэтому данный ТТ не проверяется по вторичной нагрузке. Выбираем такой же контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2, что и для ТТ в цепях питающих линий.

4.8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для питания катушек электроизмерительных приборов. Трансформатор устанавливается на каждую секцию сборных шин. К нему подключаются измерительные приборы всех присоединений данной секции и сборных шин. Выбираются трансформаторы напряжения аналогично трансформатору тока.

Учитывая, что в новых разработках желательно использовать трансформаторы с элегазовым наполнением [10], наметим к установке ТН типа НОГ 123-II-II. Каталожные данные ТТ представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Каталожные данные трансформаторов напряжения РУ ВН типа НОГ 123-II-II [11]

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение обмотки: – первичной – вторичной основной – вторичной дополнительной	В	110000√3 100√3 100
Количество вторичных обмоток – основная – дополнительная	–	2 1
Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	В·А	300
Предельная мощность вне класса точности	В·А	2500

Произведём проверку ТН по вторичной нагрузке (рисунок 15). Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 26.

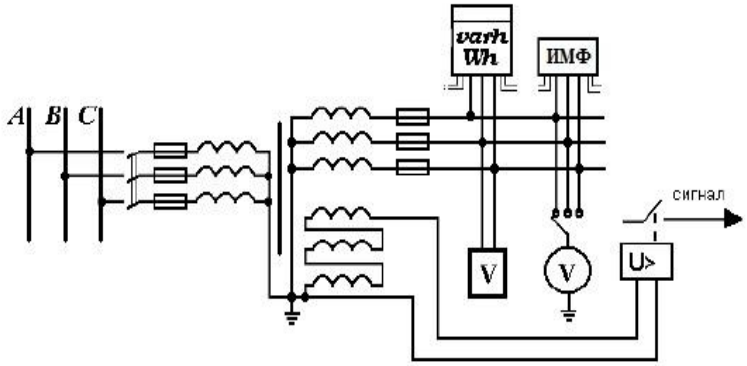


Рисунок 15 – Схема включения приборов к ТН

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ ВН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, вар
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	9	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2,0	2	0,38	0,925	3	5	11
Фиксирующий прибор	Сириус-2-ОМП	0,5	1	1	0	6	3	–
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	3	6	–
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	3	30	–
						Итого	62	11

Для упрощения расчётов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\Sigma P_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\Sigma Q_{\text{приб}}\right)^2}, \quad (54)$$

где $S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А; $\Sigma P_{\text{приб}}$ – общая потребляемая приборами активная мощность, Вт; $\Sigma Q_{\text{приб}}$ – общая потребляемая приборами реактивная мощность, вар.

Подставив числовые значения в формулу (54), получим:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{62^2 + 11^2} = 63 \text{ ВА}.$$

Сравнивая полученное значение с каталожным (табл. 25), видим, что номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 значительно превышает мощность нагрузки ($S_{2\Sigma} = 63 \text{ ВА} \leq S_{2\,\text{ном}} = 300 \text{ ВА}$).

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

4.8.5 Выбор токоведущих частей

Токоведущие части (ТВЧ) в распределительных устройствах 35 кВ и выше электростанций и подстанций обычно выполняются гибкими алюминиевыми проводами А или сталеалюминевыми облегченными проводами АСО. Гибкие провода применяются также для соединения блочных трансформаторов с ОРУ [10]. Сборные шины РУ всех напряжений выбору по экономической плотности тока не подлежат [5], поэтому произведём выбор сечения по допустимому току. Максимальный длительный ток послеаварийного режима $I_{\text{ВВ}\,max} = 196{,}3$ А (рассчитан в п. 4.3). Выбирается алюминиевый провод типа А-95/16. Сравним допустимый длительный ток [4] и ток послеаварийного режима:

$$I_{\text{доп}}^{95} = 330 \text{ А} \geq I_{\text{ВВ}\,max} = 196{,}3 \text{ А}.$$

Проверка на термическое воздействие тока КЗ не производится, поскольку сборные шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

4.8.6 Выбор изоляторов

Выбираем подвесные стеклянные изоляторы марки ПС-120Б. В гирлянде на напряжение 110 кВ устанавливаем по 7 юбок. Данный тип стеклянных

изоляторов используется на ВЛЭП номинальным напряжением от 30 кВ до 220 кВ, при этом способен выдерживать нормированные нагрузки до 120 кН. Изолятор ПСС 120Б имеет сферическую форму, что является его основной отличительной особенностью. Форма изолятора обеспечивают большую степень самоочистки изолятора.

4.9 Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерений на стороне РУ НН

Сторону РУ НН выполним в виде комплектного распределительного устройства (КРУ). Ячейки КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Помимо этого, применение КРУ значительно уменьшает трудозатраты и длительность сооружения РУ, а также сокращает и упрощает проектные работы.

4.9.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства

Наметим к установке комплектное распределительное устройство серии D-12P. Каталожные данные КРУ D-12P представлены в таблице 27 [11].

Таблица 27 – Каталожные данные ячейки КРУ серии D-12P

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение КРУ	кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12
Номинальный ток главных цепей ячейки и сборных шин КРУ	А	3150
Ток термической стойкости КРУ для промежутка времени 3 с	кА	20
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей ячейки КРУ	кА	51
Ток холостого хода, отключаемый разъединяющими контактами выдвижных элементов	А	0,4

Выбранные ячейки КРУ должны удовлетворять следующему условию:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}, \quad (55)$$

где $I_{max} = 2425$ А – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима на стороне НН трансформатора по расчёту п. 4.5; $I_{\text{ном}} = 3150$ А – но-

минальный ток главных цепей ячеек и сборных шин КРУ [11]. Подставив числовые значения в формулу (55), получим:

$$I_{max} = 2425\ \text{А} \leq I_{\text{ном}} = 3150\ \text{А}.$$

4.9.2 Выбор выключателей и разъединителей

Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа. Завод-изготовитель гарантирует необходимые параметры разъединителей для нормальной работы совместно с выключателем [12], поэтому выбор и проверку разъединителей проводить не будем. Выключатели, устанавливаемые в ячейках КРУ выбираются аналогично выключателям на РУ ВН в п. 4.8.1.

Наметим к установке в ячейках вводных выключателей КРУ D-12P вакуумные выключатели типа BB/TEL-10-31,5-2500 на номинальный ток 2500 А, в ячейках отходящих линий – выключатели типа BB/TEL-10-31,5-1250 на номинальный ток 1250 А. В ячейке секционного выключателя – выключатель типа BB/TEL-10-31,5-2500 на номинальный ток 2500 А. Каталожные данные вакуумных выключателей представлены в таблице 28 [12].

Таблица 28 – Каталожные данные выключателей типа BB/TEL-10

Наименование	Размерность	BB/TEL-10-31,5-2500	BB/TEL-10-31,5-1250
Номинальное напряжение	кВ	10	
Наибольшее рабочее напряжения	кВ	12	
Номинальный ток	А	2500	1250
Номинальный ток отключения	кА	31,5	31,5
Сквозной ток короткого замыкания			
Наибольший пик	кА	80	80
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	31,5	31,5
Ток термической стойкости, 3 с	кА	31,5	31,5
Механический ресурс	циклов В-О	30000	30000
Собственное время отключения, не более	мс	0,015	
Полное время отключения	мс	0,025	

Произведём проверку выключателя по расчётным условиям. Формулы, по которым производится проверка, уже были описаны в п. 4.8.1.

Расчётное время отключения (от начала КЗ до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов) по формуле (33):

$$\tau = 0,01 + 0,015 = 0,025 \text{ с}.$$

Проверка на симметричный ток отключения по формуле (34):

$$I_{\text{п}\,\tau} = 10,87 \text{ кА} \leq I_{\text{откл норм}} = 31,5 \text{ А}.$$

Проверка на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов.

Апериодическая составляющая тока КЗ по формуле (36):

$$i_{\text{а}\,\tau} = \sqrt{2} * 10,87 * e^{-\frac{0,025}{0,036}} = 7,68 \text{ кА}.$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключающем токе по формуле (37):

$$i_{\text{а ном}} = \sqrt{2} * 31,5 * \frac{45\%}{100\%} = 20,05 \text{ кА}.$$

Подставив числовые значения в формулу (35), получим:

$$i_{\text{а}\,\tau} = 7,68 \text{ кА} \leq i_{\text{а ном}} = 20,05 \text{ кА}.$$

Проверка включающей способности по формулам (38), (39):

$$I_{\text{п0}} = 10,87 \text{ кА} \leq I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 28,75 \text{ кА} \leq i_{\text{вкл}} = 203 \text{ кА}.$$

Проверка на электродинамическую стойкость выключателя по формулам (40), (41):

$$I_{\text{п0}} = 10,87 \text{ кА} \leq I_{\text{дин}} = 31,5 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 28,75 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}.$$

5) Проверка на термическую стойкость выключателя.

Тепловой импульс тока КЗ по формуле (42):

$$B_{\text{к}} = 31,5^2 * 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$$

Расчётный тепловой импульс по формуле (43):

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = 10,87^2 * (0,05 + 0,015 + 0,04) = 65,8 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Подставив числовые значения в формулу (42), получим:

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = 65{,}8\ \text{кА}^2\text{с} \leq B_{\text{к}} = 2977\ \text{кА}^2\text{с}.$$

Составим таблицу 29 и сравним параметры выбранного выключателя с расчётными значениями.

Таблица 29 – Сравнение расчётных и каталожных данных выключателя распределительного устройства низшего напряжения

Параметр	Расчётные данные		Каталожные данные		Условие Выбора
	ячейки вводных выключателей	ячейки отходящих линий	BB/TEL-10-31,5-2500	BB/TEL-10-31,5-1250	
$U_{\text{уст}}$, кВ	10		10		$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{норм}}$, А	1212	540	2500	1250	$I_{\text{норм}} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\max}$, А	2425	1080			$I_{\max} \leq I_{\text{ном}}$
$I_{\text{п}\tau}$, кА	10,87		31,5	31,5	$I_{\text{п}\tau} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$i_{\text{а}\tau}$, кА	7,68		24,5	24,5	$i_{\text{а}\tau} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п0}}$, кА	10,87		31,5	31,5	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{вкл}}$
			31,5	31,5	$I_{\text{п0}} \leq I_{\text{дин}}$
$i_{\text{уд}}$, кА	28,75		203	203	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}}$
			80	80	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$
$B_{\text{к}}$, кА^{2}с	65,8		2977	2977	$B_{\text{к}}^{\text{расч}} \leq B_{\text{к}}$

Видим, что выбранные выключатели типа BB/TEL удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

4.9.3 Выбор средств измерения и контроля

В схему проектируемой подстанции на стороне НН необходимо установить следующие приборы [10]:

— в цепь двухобмоточного трансформатора на стороне НН: амперметр, ваттметр, варметр, счётчики активной и реактивной энергии;

— в цепь сборных шин 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения линейных напряжений;

— в цепь секционного выключателя РУ НН: амперметр;

— в цепь потребительских линий 10 кВ: амперметр, расчётные счётчики активной и реактивной энергии.

На рисунке 16 показано расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ НН.

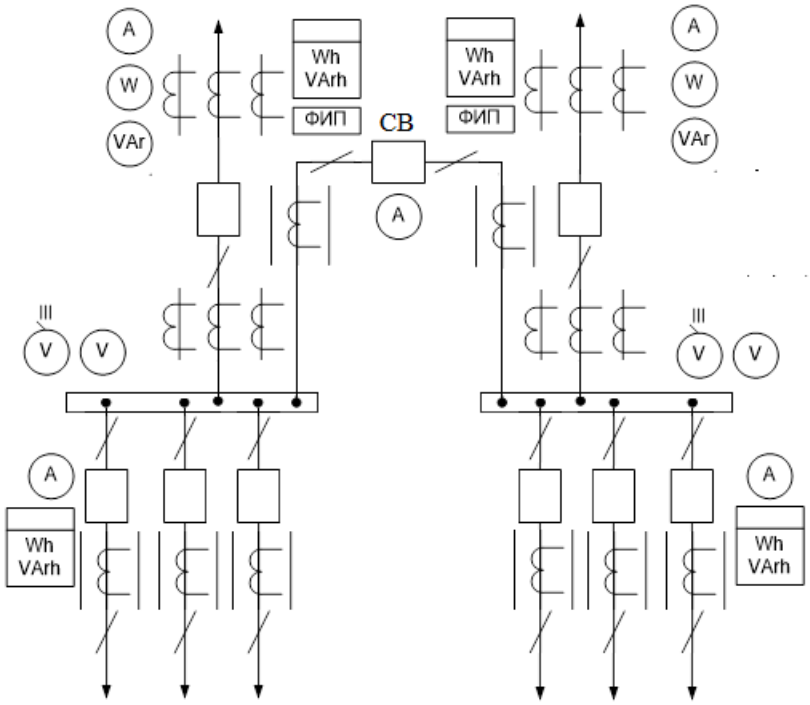


Рисунок 16 – Расположение контрольно-измерительных приборов в цепи РУ НН

4.9.4 Выбор трансформаторов тока

Для КРУ возможна установка опорно-проходных трансформаторов тока серии ТЛ. Наметим к установке в ячейках вводных выключателей КРУ ТТ типа ТЛ-10-0,5/10Р-3000 на номинальный первичный ток 3000 А, в ячейках отходящих линий – ТЛ-10-0,5/10Р-1500 на номинальный ток 1500 А. В ячейке секционного выключателя – ТЛ-10-0,5/10Р-3000 на номинальный ток 3000 А (как наиболее мощного присоединения – понизительных трансформаторов).

Каталожные данные ТТ представлены в таблице 30 [12].

Таблица 30 – Каталожные данные трансформаторов тока типа ТЛ-10

Наименование	Размерность	Величина	
		ТЛ-10-0,5/10Р-3000	ТЛ-10-0,5/10Р-1500
Номинальное напряжение	кВ	10	
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	12	
Номинальный первичный ток	А	3000	1500
Номинальный вторичный ток	А	5	
Номинальная вторичная нагрузка для класса точности 0,5	В·А	30	
Ток термической стойкости	кА	40	40
Время протекания тока термической стойкости	С	3	
Начальное действующее значение периодической составляющей	кА	40	40
Ток электродинамической стойкости	кА	128	

Проверим ТТ по расчётным условиям. Формулы, по которым производится проверка, уже были описаны в п. 4.8.3.

Для ТТ в ячейках вводных выключателей:

Проверка по длительному току по формуле (47):

$$I_{max} = 2425\ \text{А} \leq I_{\text{ном}} = 3000\ \text{А}.$$

Проверка по электродинамической стойкости по формуле (48):

$$i_{\text{уд}} = 28{,}75\ \text{кА} \leq i_{\text{дин}} = 128\ \text{кА}.$$

Проверка по термической стойкости по формуле (49):

$$B_{\text{к}}^{\text{расч}} = 65{,}8\ \text{кА}^2\text{с} \leq B_{\text{к}} = 4800\ \text{кА}^2\text{с}.$$

Составим таблицу 31 и сравним параметры выбранных трансформаторов тока с расчётными значениями.

Таблица 31 – Расчётные и каталожные данные трансформаторов тока типа ТЛ-10 на стороне НН трансформатора

Параметр	Расчётные данные		Каталожные данные		Условие Выбора
	ячейки вводных выключателей	ячейки отходящих линий	ТЛ-10-0,5/10Р-3000	ТЛ-10-0,5/10Р-1500	
$U_{уст}$, кВ	10		10		$U_{уст} \le U_{ном}$
$I_{норм}$, А	1212	540	3000	1500	$I_{норм} \le I_{ном}$
I_{max}, А	2425	1080			$I_{max} \le I_{ном}$
$i_{уд}$, кА	28,75		128		$i_{уд} \le i_{дин}$
$B_к$, кА^{2}с	65,8		4800	4800	$B_к^{расч} \le B_к$

Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке. Формулы, по которым производится проверка, уже были описаны в п. 4.8.3.

4.9.4.1 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке на стороне НН силового трансформатора

На рисунке 17 покажем размещение приборов на стороне НН силового трансформатора, в таблицу 32 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

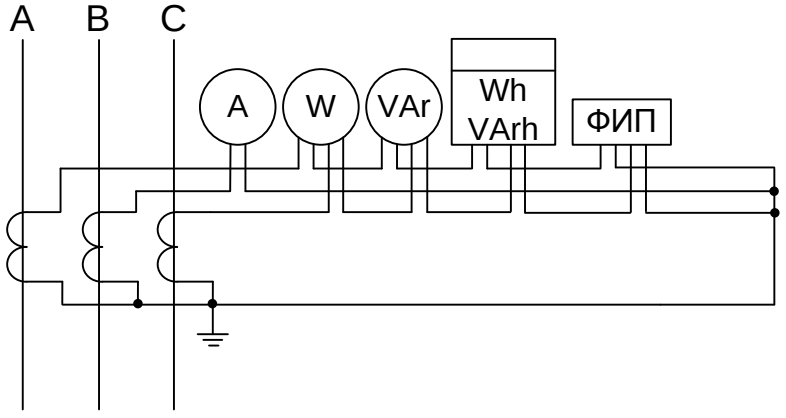


Рисунок 17 – Размещение приборов на стороне НН силового трансформатора

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	1,5	0,5	–	0,5
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2,0	–	2,0
		Итого	3,0	0,5	3,0

По таблице 30 видим, что наиболее загружены ТТ фаз А и С.

Общее сопротивление приборов определим по формуле (50):

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,0}{5^2} = 0,12 \text{ Ом}.$$

При включении в цепь трёх приборов, переходное сопротивление контактов примем $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом [10].

Из формулы (52) найдём сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пр}} \le 0,8 - 0,12 - 0,05 = 0,63.$$

Для цепи РУ 110 кВ и при включении ТТ в звезду (рисунок 16), расчётная длина соединительных проводов $l_{\text{расч}} = 55$ м [10]. Тогда допустимое сечение соединительных проводов по формуле (53):

$$q = \frac{0,0283 \cdot 55}{0,5} = 3,11 \text{ мм}^2,$$

По условиям прочности [10] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2. Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

4.9.4.2 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи секционного выключателя

Намеченный к установке в ячейках КРУ ТТ типа ТЛ-10. Проверка ТТ такого типа по расчётным условиям уже была произведена в п. 4.8.3.2. Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке.

На рисунке 18 покажем размещение приборов в цепи СВ, в таблицу 33 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

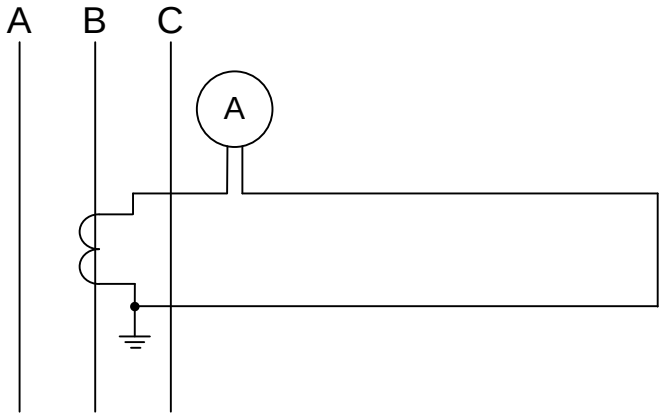


Рисунок 18 – Размещение приборов в цепи секционного выключателя

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	–	0,5	–
		Итого	–	0,5	–

Подставив числовые значения в формулы (50), (52), (53), получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} \le 0,8 - 0,02 - 0,05 = 0,73 \text{ Ом}.$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 110}{0,7} = 4,45 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [10] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 5 мм^2.

4.9.4.3 Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке в цепи потребительских линий

Намеченные к установке в ячейках КРУ ТТ типа ТЛ-10. Проверка ТТ такого типа по расчётным условиям уже была произведена в п. 4.8.3.2. Произведём проверку ТТ по вторичной нагрузке.

На рисунке 19 покажем размещение приборов в цепи СВ, в таблицу 34 сведём данные о приборах и нагрузку по фазам.

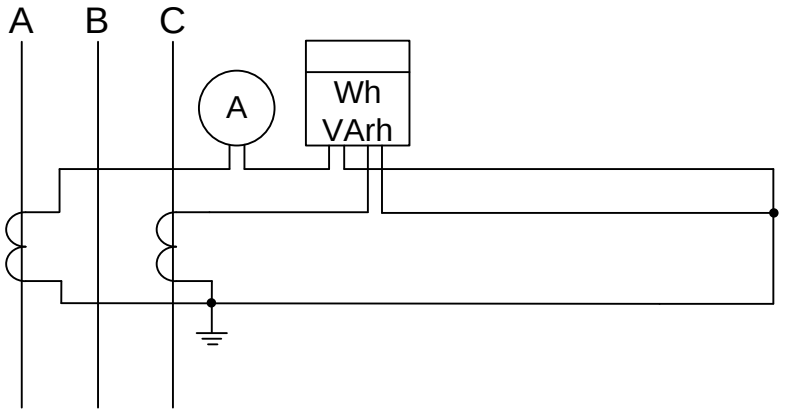


Рисунок 19 – Размещение приборов в цепи потребительских линий

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока в цепи секционного выключателя

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, В·А		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	–	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	0,5	2,0	–	
		Итого	2,5	0,5	2,0

Подставив числовые значения в формулы (50), (52), (53), получим:

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} \le 0,8 - 0,1 - 0,05 = 0,65 \text{ Ом}.$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot 55}{0,6} = 2,6 \text{ мм}^2.$$

По условиям прочности [10] выбираем контрольный кабель с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2.

4.9.5 Выбор трансформаторов напряжения

Наметим к установке ТН типа ЗНОЛ.06-10. Каталожные данные ТТ представлены в таблице 35 [13].

Произведём проверку ТН по вторичной нагрузке. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 36.

Таблица 35 – Каталожные данные трансформаторов напряжения РУ НН типа ЗНОЛ.06-10

Наименование	Размерность	Величина
Номинальное напряжение обмотки: – первичной – вторичной основной – вторичной дополнительной	В	10000/√3 100/√3 100
Количество вторичных обмоток – основная – дополнительная	–	1 1
Номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5	В·А	75
Предельная мощность вне класса точности	В·А	630

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения РУ ВН

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, В·А	Число обмоток	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, В·А
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Варметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	–
Счётчик активной и реактивной энергии	ЕА05	2,0	2	0,38	0,925	6	9	22
Вольтметр	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	–
Вольтметр регистрирующий	Н-344	10	1	1	0	1	10	–
						Итого	27	22

Подставив числовые значения в формулу (54), получим:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{59^2 + 11^2} = 35 \text{ ВА}.$$

Сравнивая полученное значение с каталожным (табл.35), видим, что номинальная мощность вторичной обмотки для класса точности 0,5 превышает мощность нагрузки:

$$S_{2\Sigma} = 35 \text{ ВА} \leq S_{2\,\text{ном}} = 75 \text{ ВА}.$$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем предъявляемым требованиям.

4.9.6 Выбор токоведущих частей

Соединение силовых трансформаторов с КРУ выполним в виде шинного моста. Наметим к установке двухполосные алюминиевые шины 100х10 мм^2 марки АД31Т1. Согласно ПУЭ шинный мост и ошиновка в пределах КРУ по экономической плотности тока не проверяются [5], поэтому выбор сечения произведём по допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \tag{55}$$

где $I_{max} = I^{\text{НН}}_{\text{п/ав}\,max} = 2425$ А – наибольший ток послеаварийного (ремонтного) режима на стороне НН трансформатора по расчёту п. 4.3;

$I_{\text{доп}} = 2860$ А – допустимый ток двухполосных шин 100х10 мм^2 [5].

Подставив числовые значения в формулу (55), получим:

$$I_{max} = 2425 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 2860 \text{ А}.$$

Выполним проверку шин на термическую стойкость:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C} \leq q, \tag{56}$$

где $B_{\text{к}} = 65{,}8$ кА^{2}с – тепловой импульс тока КЗ, рассчитанный в п. 4.9.3;

С – функция, значение которой для алюминиевых шин равно 91 Ас$^{-2}$/мм^2,

$q = 1000$ мм^2 – выбранное сечение.

Подставив числовые значения в формулу (56), получим:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{37{,}3 \cdot 10^6}}{91} = 67{,}11 \text{ мм}^2.$$

Выполним проверку шин на механическую стойкость.

Частота собственных колебаний для алюминиевых жестких шин:

$$f_0 = \frac{173{,}2}{l^2}\sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (57)$$

где l – длина пролёта между изоляторами, м;

$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0{,}8 \cdot 10^3}{12} = 67 \text{ см}^4$ – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы; q – поперечное сечение шины, см^2.

Определим пролёт l при условии, что частота собственных колебаний шин будет больше 200 Гц:

$$200 \text{ Гц} \geq f_0 = \frac{173{,}2}{l^2}\sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (58)$$

Подставим числовые значения в формулу (59) и выразим длину пролёта между изоляторами:

$$l \leq \sqrt{\frac{173{,}2}{200}\sqrt{\frac{67}{10}}} = 1{,}5 \text{ м}.$$

Примем горизонтальное расположение шин, пролёт 1,2 м, расстояние между фазами $a = 0{,}8$ м.

Шины механически устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_{\text{уд}}^2 l^2}{W \cdot a} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (59)$$

где $\sigma_{\text{расч}}$ – напряжение в материале шин от взаимодействия фаз, МПа;

$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0{,}8 \cdot 10^2}{6} = 13{,}3 \text{ см}^3$ – момент сопротивления шины относител-

но оси, перпендикулярной действию усилия; $\sigma_{доп} = 136$ МПа –допустимое механическое напряжение в материале шин марки АД31Т1.

Подставив числовые значения в формулу (59), получим:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{\left(18,6 \cdot 10^3\right)^2 \cdot 1,2^2}{13,3 \cdot 0,8} = 0,811 \text{ МПа} \leq 136 \text{ МПа}.$$

Выбранные шины удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

Сборные шины КРУ комплектуются в ячейках КРУ на заводе-изготовителе, поэтому в данном проекте их выбор не производится.

4.9.7 Выбор изоляторов

Наметим к установке опорно-штыревые изоляторы наружной установки типа ОНШ 10-6, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ и разрушающую силу при изгибе $F_{разр} = 6,0$ кН [6].

Выполним проверку по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \leq F_{доп}, \quad (60)$$

где $F_{доп} = 0,6 F_{разр} = 0,6 \cdot 6,0 = 3,6$ кН – допустимая нагрузка на головку изолятора; $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор, Н.

Подставив числовые значения в формулу (60), получим:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{(19,48 \cdot 10^3)^2}{0,8} 1,2 \cdot 10^{-7} = 98,6 \text{ Н} \leq 3600 \text{ Н}.$$

В качестве проходных изоляторов выберем изоляторы типа ИПУ-10/2500, рассчитанные на номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток $I_{ном} = 2500$ А и разрушающую силу при изгибе $F_{разр} = 12,5$ кН [6].

Выполним проверку по допустимому току:

$$I_{max} = 2425 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}.$$

Проверка по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} = 98,6 \text{ Н} \leq F_{доп} = 0,6 \cdot 12,5 = 7,5 \text{ кН}.$$

Изоляторы удовлетворяют всем предъявляемым требованиям.

4.10 Выбор аккумуляторной батареи

4.10.1 Расчёт аккумуляторной батареи

На подстанциях 110 – 330 кВ, как правило, применяется оперативный постоянный ток (ОПТ) напряжением 220 В. Источником напряжения ОПТ служит аккумуляторная батарея (АБ), работающая с зарядно-подзарядным агрегатом (ЗПА) в режиме постоянного подзаряда.

На подстанциях 110 кВ устанавливается одна АБ и два ЗПА [10].

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{U_{\text{ш max}}}{U_{\text{пз}}}, \tag{61}$$

где n_0 – число основных элементов в батарее; $U_{\text{ш max}} = 230$ В – максимальное напряжение на шинах батареи; $U_{\text{пз}} = 2,23$ В – напряжение на элементе в режиме подзаряда для аккумуляторов типа VARTA.

Подставив числовые значения в формулу (61), получим:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 107.$$

В режиме заряда при максимальном напряжении на элементе $U_{\text{пз max}} = 2,35$ В к шинам присоединяется

$$n_{\min} = \frac{U_{\text{ш max}}}{U_{\text{пз max}}} = \frac{230}{2,7} = 98 \text{ элементов}.$$

В режиме аварийного разряда при напряжении на элементе $U_{\text{пз min}} = 1,75$ В, а на шинах не ниже номинального $U_{\text{ш min}} = 220$ В к шинам подключается общее число элементов

$$n = \frac{U_{\text{ш ном}}}{U_{\text{пз max}}} = \frac{220}{1,75} = 125 \text{ элементов}.$$

К тиристорному ЗПА присоединяется:

$$n_{\text{зп}} = n - n_{\min} = 125 - 98 = 27 \text{ элементов}.$$

При определении типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{п}$ и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме.

Для проектируемой подстанции 110 кВ примем следующие значения: постоянно включенные нагрузки – 15 А; временная нагрузка – 65 А [10].

Для аккумуляторов типа VARTA типовой номер определяют по допустимом току разряда при получасовом режима разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав}, \quad (62)$$

где $I_{ав} = I_{п} + I_{вр}$ – нагрузка установившегося получасового аварийного разряда, А.

Подставив числовые значения в формулу (62), получим:

$$I_{разр} \geq 1,05 \cdot (15 + 65) = 84 \text{ А}.$$

По таблице характеристики элементов VARTA bloc [6] выбираем тип аккумуляторной батареи – Vb 2305. Характеристика элементов выбранного типа батареи представлена в таблице 37.

Таблица 37 – Характеристика элементов VARTA bloc 2305 [6]

Режим разряда, ч	1,0	0,5	30’’…0’’
Разрядный ток, А	145,0	222,5	650,0

Произведём проверку выбранной аккумуляторной батареи по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30")} \geq I_{т\,max}, \quad (63)$$

где $I_{разр(30")} = 650$ А – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда; $I_{т\,max} = I_{ав} + I_{пр}$ – максимальный толчковый ток, А; $I_{пр} = 5$ А – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей типа ВЭБ-110, включающихся в конце аварийного режима, А [8].

Подставив числовые значения в формулу (63), получим:

$$I_{\text{разр}(30'')} = 630 \text{ А} \geq I_{\text{т max}} = (15+65)+5 = 85 \text{ А}.$$

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока:

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{\text{т max}}}{k}, \quad (64)$$

где $k = 5$ – количество пластин в аккумуляторе типа Vb 2305 [6]; определим величину остаточного напряжения на шинах батареи:

$$U_{\text{ост}} = U_{\text{р}} \cdot n, \quad (65)$$

где $U_{\text{р}}$ – напряжение на аккумуляторе с пластинами емкостью 50 А·ч при токе разряда в расчёте на одну пластину $I_{p(k=1)}$, В.

Подставив числовые значения в формулы (64) и (65), получим:

$$I_{p(k=1)} = \frac{85}{5} = 17 \text{ А},$$

$$U_{\text{ост}} = 1,75 \cdot 125 = 219 \text{ В}.$$

Тогда отклонение напряжения составит:

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{р}} \cdot n}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\%, \quad (66)$$

где $U_{\text{ном}} = 220$ В – номинальное напряжение на шинах батареи.

Подставив числовые значения в формулу (66), получим:

$$\frac{U_{\text{ш}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{220 - 1,75 \cdot 125}{220} \cdot 100\% = 0,56\%.$$

Полученное значение входит в допустимые пределы [10, табл. 7.1].

4.10.2 Определение мощности зарядно-подзарядного устройства

Ток подзарядного устройства для аккумуляторов типа Varta с пластинами ёмкостью 50 А·ч определяется по формуле:

$$I_{\text{пз}} = 1,05k + I_{\text{п}}. \quad (67)$$

Напряжение подзарядного устройства:

$$U_{\text{пз}} = 2,23n_0. \quad (68)$$

Мощность подзарядного устройства:

$$P_{\text{пз}} = U_{\text{пз}} I_{\text{пз}}. \quad (69)$$

Подставив числовые значения в формулы (67) – (69), получим:

$$I_{\text{пз}} = 1,05 \cdot 5 + 15 = 20,3 \text{ А},$$

$$U_{\text{пз}} = 2,23 \cdot 107 = 239 \text{ В},$$

$$P_{\text{пз}} = 239 \cdot 20,3 = 0,485 \text{ кВт}.$$

Зарядное устройство рассчитывается на ток заряда:

$$I_{\text{з}} = 5k + I_{\text{п}}. \quad (70)$$

Напряжение аккумуляторной батареи в конце заряда:

$$U_{\text{з}} = 2,75n. \quad (71)$$

Мощность зарядного устройства:

$$P_{\text{з}} = U_{\text{з}} I_{\text{з}}. \quad (72)$$

Подставив числовые значения в формулы (70) – (72), получим:

$$I_{\text{з}} = 5 \cdot 5 + 15 = 40 \text{ А},$$

$$U_{\text{з}} = 2,75 \cdot 125 = 344 \text{ В},$$

$$P_{\text{з}} = 344 \cdot 40 = 13,8 \text{ кВт}.$$

Выбираем зарядно-подзарядное устройство типа ВАЗП 380/260-40/80 [15] на номинальный выходной ток 40…80 А.

5 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИИ

5.1 Определение мощности потребителей собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (С.Н.) зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования.

Определим количество ячеек КРУ 10 кВ на стороне НН ПС Новая 1 и составим таблицу 38.

Таблица 38 – Количество ячеек КРУ 10 кВ.

Назначение	Количество
Вводы 1-4 секции	4
Секционный выключатель	1
Секционный разъединитель	1
ТСН1 и ТСН2	2
ТН 1 и 2 секции	2
Отходящие присоединения	10
Итого	20

Определим суммарную нагрузку собственных нужд ПС в таблице 39.

Таблица 39 – Нагрузка с.н. подстанции

Вид потребителя	Мощность на единицу	Количество	Мощность
Охлаждение трансформаторов 110/10 кВ	5	2	10
Подогрев выключателей 110 кВ	5	2	10
Подогрев ячеек КРУ 10 кВ	1	20	20
Потребление ОПУ	100	1	100
Потребление ЗРУ	10	1	10
Освещение ОРУ	5	1	5
Маслохозяйтсво	200	1	200
Подзарядно-зарядный агрегат АБ	25	2	50
Итого			405

Полная мощность нагрузки СН:

$$S_{\text{сн}} = k_c \cdot \frac{P_{\Sigma}}{cos\varphi}, \quad (73)$$

где k_c – коэффициент спроса, примем равным 0,8.

Определим полную мощность нагрузки НН ПС:

$$S_{\text{сн}} = 0{,}8 \cdot \frac{405}{0{,}9} = 358{,}2 \text{ кВА}.$$

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

5.2 Выбор трансформаторов собственных нужд

По условиям надёжности электроснабжения потребителей собственных нужд установим два понижающих трансформатора С.Н. Мощность одного трансформатора С.Н. определяется по формуле:

$$S_{\text{Т}} \geq \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{п}}}, \quad (74)$$

где $k_{\text{п}} = 1{,}4$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки [10].

Подставив числовые значения в формулу (74), получим:

$$S_{\text{Т}} = \frac{358{,}2}{1{,}4} = 255{,}9 \text{ кВА}.$$

Примем к установке силовые трансформаторы типа ТМГ – 400/10 – У1. Каталожные данные представлены в таблице 39[14].

Таблица 39 – Каталожные данные трансформаторов типа ТМ–400/10-04

Обозначение	Наименование	Размерность	Величина
$S_{\text{Т ном}}$	Номинальная мощность	кВ·А	400
$U_{\text{Т ном}}^{ВН}$	Номинальное напряжение обмоток ВН	кВ	10
$U_{\text{Т ном}}^{НН}$	Номинальное напряжение обмоток НН	кВ	0,4
$u_{\text{К}\%}$	Напряжение короткого замыкания	%	4,5
–	Схема и группа соединения обмоток	–	$Y/Y_{Н}$-0
$\Delta P_{\text{К}}$	Потери короткого замыкания	кВт	2,0
ΔP_{0}	Потери холостого хода	кВт	5,9
I_{0}	Ток холостого хода	%	2,2

Определим ток на стороне ВН ТСН:

$$I_{\text{тсн.вн}} = 1{,}4 \cdot \frac{S_{\text{ном.тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.т}}} = 1{,}4 \cdot \frac{400 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 32{,}3 \text{ А}, \qquad (75)$$

где $S_{\text{ном.т.сл}}$ – номинальная мощность силового трансформатора, МВА; $U_{\text{ном.т}}$ – номинальное напряжение трансформатора на высокой стороне.

Для подключения ТСН к сборным шинам КРУ выберем ПКТ-102-10-50-12,5 У3 предохранитель с кварцевым наполнителем для защиты силовых трансформаторов.

Таблица 26 – Расчетные и каталожные данные ПКТ для ТСН

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 10{,}5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10$ кВ
$I_{\text{тсн.вн}} = 32{,}3$ А	$I_{\text{ном}} = 50$ А
$I_{\text{п.о}} = 10{,}87$ кА	$I_{\text{отк}} = 12{,}5$ кА

5.3 Выбор схемы питания собственных нужд

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы собственных нужд присоединяются к шинам 6-35 кВ (в данном случае к шинам 10,5 кВ) [10].

Шины 0,4 кВ секционируются для увеличения надежности электроснабжения С.Н.; секционный разъединитель нормально разомкнут. Цепи и аппараты собственных нужд защищаются плавкими предохранителями [10].

Схема питания собственных нужд проектируемой подстанции представлена на рисунке 19.

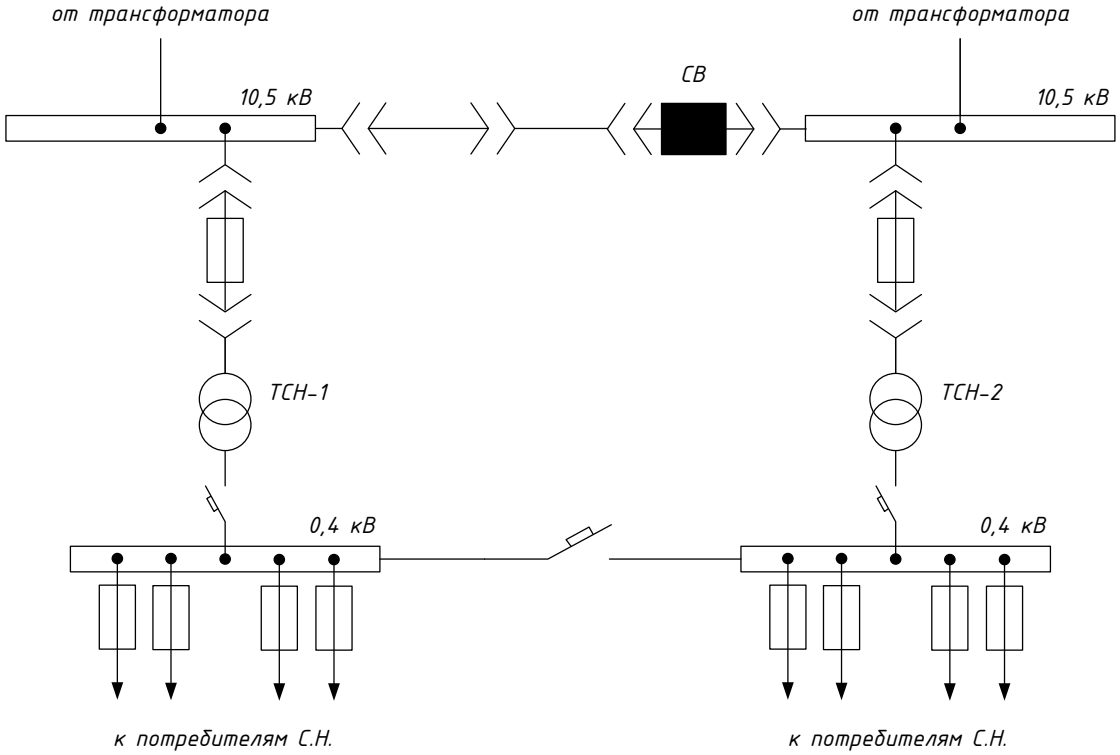


Рисунок 19 – Схема питания собственных нужд

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

6.1 Выбор видов и типоисполнения РЗА для всех объектов проектируемой подстанции

6.1.1 Общие требования к РЗА

В соответствии с п.2.3.9 ПЕТП [3]:

Надежная работа РЗА обеспечивает: сохранение устойчивой работы энергосистемы; снижение ущерба при повреждении оборудования; снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Надежная работа РЗА определяется: техническими средствами; идеологией построения; системой эксплуатации.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- Своевременная замена физически устаревших систем РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна на новые, в основном микропроцессорные устройства;
- Внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям:
  - снижение времени отключения ТКЗ за счет повышения быстродействия РЗ;
  - выявление повреждений на ранних стадиях за счет повышения чувствительности и применения новых принципов РЗ;
  - повышение надежности, за счет встроенной непрерывной диагностики;
  - совершенствование характеристик и алгоритмов в современных РЗА;
  - снижение затрат на эксплуатацию за счет повышения производительности труда, путем применения новых программно-аппаратных средств и дистанционного управления РЗА.
- выполнение расчетов ТКЗ и выбор параметров РЗА в соответствии с требованиями ФСК ЕЭС;
- сокращение времени принятия решений оперативным и диспетчерским персоналом за счет полноты информации и оперативности её представления от устройств РЗА;

- повышение адаптивных свойств РЗА на основе интеллектуальных алгоритмов.

Выполнение перечисленных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств РЗА, выполненных на МП элементной базе, интегрированных в АСУ ТП.

Техническая политика в области идеологии построения РЗА направлена на решение следующих задач:

– Обеспечение резервирования РЗА. Развитие сетей, ввод в работу новых генерирующих мощностей ухудшают условия дальнего резервирования. В этих условиях необходимо развитие ближнего резервирования;
– Обеспечение функции УРОВ, в том числе присоединении 6-35 кВ.

Микропроцессорные устройства РЗА должны:

– регистрировать аварийные события и процессы в объеме, необходимом для их полноценного анализа;
– рассчитывать место повреждения, включая режим однофазного замыкания на землю в сети 6-35 кВ.

Дальнейшее развитие системы РЗА:

– внедрение высоковольтных цифровых трансформаторов тока и напряжения;
– внедрение первичного и вторичного электросетевого оборудования со встроенными коммутационными портами;
– внедрение устройства РЗА, поддерживающих международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий протоколы цифрового обмена данными между устройствами различного назначения и разных изготовителей;
– внедрение интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) РЗА;
– создание «цифровых подстанций», позволяющих получить ряд преимуществ.

Согласно пункту 2.2 КРРЗА [16]:

– требования к современным МП устройствам РЗА:
– применение МП устройств РЗА преимущественно российского производства;
– блочно-модульное исполнение устройств РЗА;
– строение средства самодиагностики;

- набор элементов свободно-программируемой логики;
- оптические и электрические цифровые интерфейсы связи с АРМ и АСУ ТП;
- интеграция с АСУ ТП по стандартным протоколом;
- возможность дистанционного изменения уставок и конфигурации устройства РЗА;
- оптимальная интеграция функций в одном устройстве;
- совмещение функций РЗ и противоаварийной автоматики в одном устройстве допустимо только при соответствующем обоснование
- срок службы, гарантируемый изготовителем, должен составлять не менее 20 лет;
- гарантийный срок эксплуатации устройства РЗА должен составлять не менее 3 лет.

По пункту 9.1 НТП ПС [17]:

При новом строительстве должны применяться современные устройства РЗА отечественного или иностранного производства, аттестованные или одобренные ОАО «ФСК ЕЭС».

Отключение любого поврежденного элемента сети должно осуществляться с минимально возможным временем [при котором обеспечивается селективность] для сохранения устойчивости системы и ограничения области и степени повреждений.

В сети 110 кВ и выше должно применяться ближнее резервирование и УРОВ.

При наличии двух ЭМО выключателей устройства РЗ и УРОВ должны действовать на оба ЭМО.

Если дальнее резервирование не обеспечивается [по чувствительности] должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования.

Все устройства РЗА должны быть интегрированы в АСУ ТП.

6.1.2 Выбор элементной базы РЗА и фирмы-производителя устройств

Выбор элементной базы устройств РЗА зависит от требований заказчика и надзорных органов, с которыми осуществляется согласование проекта. В данном курсовом проекте, а также в ВКР учитываются вышеизложенные

требования ОАО «ФСК ЕЭС». В связи с этим, элементная база РЗА — современные микропроцессорные устройства.

Основными направлениями технической политики [3] ОАО «ФСК ЕЭС» при организации закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТРиО), работ и услуг:

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;
- гибкий подход к формированию требований к закупаемым МТРиО для привлечения предложений с новыми техническими решениями;
- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТРиО;
- выстраивание партнёрских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения современной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых МТРиО;
- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного МТРиО и услуг при оптимальной стоимости;
- разработка и выдача преференций при проведении открытых конкурсных процедур производителями, предлагающими оборудование и материалы, произведенные на территории РФ;
- организация приобретения больших партий МТРиО, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования.

6.1.3 Выбор видов РЗА энергообъектов 10 кВ

Выбор видов РЗА для объектов главной схемы ПС или ГПП и РУ цехов (при их наличии) осуществляется по ПУЭ [5] и уточняется по нормативным документам организации ОАО «ФСК ЕЭС».

6.1.3.1 Кабельная линия 10 кВ

Вначале рассмотрим общие требования к РЗА линий 6..10 кВ из ПУЭ.

В соответствии с пунктом 3.2.91 на линиях 3..10 кВ должны быть предусмотрены устройства РЗ от многофазных КЗ и от однофазных замыканий на землю.

В соответствии с пунктом 3.2.92 Защиту от многофазных КЗ следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ выполняются трехрелейными, оптимальной будет выполнение РЗ по схеме «Неполная звезда с дополнительным реле в обратном проводе».

Согласно пункту 3.2.93 ПУЭ [5]:

На одиночных КЛ с односторонним питанием от КЗ должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде мгновенной токовой отсечки (ТО), а вторая – в виде МТЗ с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Так как современные УРЗА сетей 6-35 кВ содержат не менее трехступеней токовой защиты, то целесообразно выполнить РЗ КЛ 10 кВ трехступенчатой: 1 ступень — ТО; 2 ступень — токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ); 3 ступень — МТЗ.

Так как в современных УРЗА сетей 6-35 кВ заложена возможность выбора вида МТЗ — с зависимой или независимой выдержкой времени, то для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии целесообразно выбрать МТЗ с зависимой выдержкой времени. В соответствии с пунктом 3.2.96 [5] защита от ОЗЗ должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты, действующей на сигнал;
- селективной защиты, действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности персонала или производства;
- устройства контроля изоляции (УКИ).

Выполнение селективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал зависит от режима работы нейтрали сети 10 кВ, ранее выбранного при проектировании.

Для сети 10 кВ с изолированной нейтралью применяются токовая или направленная защиты от ОЗЗ, входящие в любое современное УРЗА сетей 6-35 кВ.

Для сети с компенсированной нейтралью ни токовые ни направленные защиты от ОЗЗ принципиально не пригодны, так как емкостной ток в месте повреждения полностью скомпенсирован током ДГР. При таком режиме работы нейтрали для селективной защиты от ОЗЗ действующей на сигнал или на отключение применяются специальные отдельные устройства, определяющие поврежденное присоединение при ОЗЗ.

В настоящее время перспективным направлением селективной защиты от ОЗЗ в сетях с компенсированной нейтралью является использование микропроцессорных централизованных токовых устройств относительного замера. К данному устройству подключаются ТТНП всех присоединений секции или системы шин. Сопоставляя уровни высших гармоник токов нулевой последовательности всех присоединений в начальный момент ОЗЗ, устройство выявляет поврежденное присоединение (по наибольшему значению измеренных токов всех присоединений).

Устройство автоматического повторного включения (АПВ) на КЛ 10 кВ в соответствие с ПУЭ [п. 3.3.2] не предусматривается.

В соответствие с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] на отходящих линиях РУ 6-35кВ предусматривается установка дуговой защиты (отдельная дополнительная защита ячеек КРУ 6-10 кВ, реагирующая на свет или давление дуги КЗ при повреждении в самой ячейке) и УРОВ— устройства резервирования отказа выключателей.

Таблица 27 – Защиты кабельной линии

№	Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита(двухфазная, трехрелейная):		
1	Токовая отсечка	Без выдержки времени
2	Токовая отсечка с выдержкой времени	Выдержка времени равна
3	Максимальная токовая защита	С зависимой выдержкой
Защита от однофазных замыканий на землю:		
4	Централизованная токовая	С действием на сигнал
5	Защита от дуговых замыканий	-
6	УРОВ	-

6.1.3.2 Электродвигатель 10 кВ

Согласно пункту 5.3.48 [5] защита электродвигателя от ОЗЗ в сети с компенсированной нейтралью не предусматривается. По пункту 5.3.46 [5] для защиты ЭД до 5 МВт от КЗ предусматриваем токовую отсечку в исполнении, если мощность ЭД до 2 МВт 2-х фазная, 3-х релейная (неп. зв. с доп. реле). Принимаем, что ЭД подвержены перегрузке по технологическим причинам. По пункту 5.3.40 [5] предусматриваем защиту ЭД от перегрузки с зависимой от тока выдержкой времени, отстроенной от нормального пуска или самозапуска ЭД с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма. При затянутом пуске или блокировке ротора защита от перегрузки действует на отключение ЭД.

При числе ЭД больше чем один на секцию по ПУЭ [п. 5.3.52] для облегчения восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска ЭД предусматриваем защиту минимального напряжения (ЗМН) отключающую часть (примерно половину) подключенных к секции ЭД, с их автоматическим повторным пуском [включением] (АПВ) по окончании самозапуска первой группы ЭД.

В соответствие с требованиями пункта 9.14.4 [3] в ячейке КРУ линии к ЭД предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 28 – Защиты электродвигателя

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Токовая отсечка	От КЗ, 2-х фазная, 3-х релейная
2	Защита от перегрузки	С зависимой от тока выдержкой времени, на сигнал и автоматическую разгрузку механизма при технологической перегрузке и отключении при затянутом пуске или блокировке ротора
3	ЗМН	Групповая защита на отключение отдельных ЭД
4	АПВ	Автоматический повторный пуск ЭД, отключенного ЗМН
5	ЗДЗ	-
6	УРОВ	-

6.1.3.3 Трансформатор ТМ(Г)(Ф) -1000 кВА 10/0,4 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.51 [5] для трансформатора с обмоткой ВН 10кВ, подсоединенной к сети с изолированной (компенсированной) нейтралью и обмоткой НН 0,4 кВ подсоединенной к сети с глухозаземленной нейтралью должны быть предусмотрены защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных КЗ в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53[5] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа (м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ), и от понижения уровня масла предусматриваем газовую защиту, действующую на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений [по ПУЭ п. 3.2.54] предусматривается токовая отсечка (ТО) без выдержки времени, устанавливаемая на стороне 10 кВ. При срабатывании ТО должна отключать выключатели с обеих сторон трансформатора. По пунктам 3.2.59-3.2.61 [5] для защиты от токов, обусловленных внешними м/ф КЗ предусматривается действующая на отключение максимальная токовая защита, установленная со стороны 10 кВ. Защита от о/ф КЗ в сети 0,4 кВ по ПУЭ [п. 3.2.66] осуществляется применением МТЗ на стороне 10 кВ или специальной защиты нулевой последовательности, по току которой подключается к ТТ в нулевом проводе обмотки 0,4 кВ трансформатора (при недостаточной чувствительности у МТЗ на стороне 10 кВ к о/ф КЗ на стороне 0,4 кВ). От токов, обусловленных перегрузкой по ПУЭ [п. 3.2.69] предусматривается МТЗ [защита от перегрузки], с действием на сигнал. В соот-

ветствие с ПУЭ [п. 3.3.26] АПВ на трансформаторе не устанавливается, так как при его отключении РЗ, предусматривается АВР питаемой им секции 0,4 кВ. В соответствие с требованиями [НТП ПС п. 9.14.4] в ячейке КРУ присоединения трансформатора 10/0,4 кВ предусматривается ЗДЗ и УРОВ.

Таблица 29 – Защиты трансформатора 10/0,4 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
2	Токовая отсечка	2-х фазная, 3-х релейная, от повреждений внутри бака и на выводах ВН
3	МТЗ	2-х фазная, 3-х релейная, от внешних м/ф и о/ф КЗ, с независимой выдержкой времени
4	Защита нулевой последовательности	От о/ф КЗ на стороне 0.4 кВ. По току подключенному к ТТ в нейтрали обмотки 0,4 кВ, на отключение с независимой выдержкой времени
5	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал
6	ЗДЗ	-
7	УРОВ	-

6.1.3.4 Вводной выключатель 10 кВ

По пункту 9.14.1 [17] на вводных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ с минимальным пуском по напряжению;
- ЗДЗ;
- защиту минимального напряжения (ЗМН);
- УРОВ.

Таблица 30 – Защиты вводного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ. На вводе секций ПС схема – полная звезда, прочих РУ – неп. звезда с доп. реле.
2	ЗМН	От потери питания
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

6.1.3.5 Секционный выключатель 10 кВ

Согласно пункту 9.14.2 [17] на секционных выключателях РУ предусматривается:

- МТЗ;
- АВР;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

Таблица 31 – Защиты секционного выключателя 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	МТЗ	От КЗ. По схеме неп. звезда. с доп. реле.
2	АВР	-
3	ЗДЗ	-
4	УРОВ	-

6.1.3.6 Шины 10 кВ

По ПУЭ [п. 3.2.126] специальные устройства РЗ шин 10 кВ понижающих ПС, РУ,РП, как правило, не предусматриваются.

По ПУЭ [п. 3.2.125] допускается не предусматривать специальную защиту шин 10 кВ с генераторами мощностью 12 МВт и менее.

По НТП ПС [п. 9.14.3] на каждой секции шин предусматривается:

- ЗДЗ;
- ЛЗШ (логическая защита шин);
- УКИ.

В сети с компенсированной нейтралью, согласно ПЕТП [п. 2.3.9] наряду с неселективной сигнализацией ОЗЗ (УКИ) должна устанавливаться централизованная селективная сигнализация ОЗЗ, действующая по принципу относительного замера.

Возможна установка централизованной защиты вместо отдельной направленной защиты от ОЗЗ для каждого присоединения и в сети с изолированной нейтралью.

В соответствие с п. 5.6 [РД 34.35.113] к ТН шин НН ПС подключаются устройства автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ), входящие в состав системы автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ).

Таблица 32 – Защиты шин 10 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	ЗДЗ	-
2	ЛЗШ	Ускорение отключения КЗ на шинах
3	УКИ	Неселективная сигнализация ОЗЗ
4	АЧР/ЧАПВ	Отключение части нагрузки при аварийном снижении частоты в энергосистемы/ автоматическое подключение ранее отключенной нагрузки при восстановлении частоты
5	Централизованная сигнализация ОЗЗ	Подключается к ТТНП всех присоединений секции или шин, действует по принципу относительного замера

6.1.4 Выбор видов РЗА энергообъектов 110 кВ

6.1.4.1 Силовой двухобмоточный трансформатор ТРДН -40000/110

Для трансформаторов 110/10 кВ пункту 3.2.51 [5] должны быть предусмотрены защиты от:

- м/ф КЗ в обмотках и на выводах;
- о/ф КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;
- витковых замыканий (ВЗ) в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и перегрузкой;
- понижением уровня масла (для масляных трансформаторов).

Для масляных трансформаторов по пункту 3.2.53 [5] от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа [м/ф КЗ, о/ф КЗ, ВЗ], и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита, действующая на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле или реле давления. Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, предусматривается отдельное газовое реле. В соответствии с пунктом 3.2.54 [5] для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более должна быть предусмотрена продольная

дифференциальная токовая защита без выдержки времени. Согласно пункту 3.2.55 [5] в зону действия дифференциальной защиты должны входить соединения трансформатора со сборными шинами. В качестве защиты от токов внешнего м/ф КЗ предусматривается МТЗ с пуском по напряжению [ПУЭ п. 3.2.59]. В соответствии с пунктом 3.2.61 [5] МТЗ от внешних КЗ устанавливается на трансформаторах с расщепленной обмоткой на всех сторонах (ВН, НН1, НН2). Согласно пункту 3.2.69 [5] для защиты от перегрузки предусматривается МТЗ [защита от перегрузки] с действием на сигнал.

Так как на ПС установлены два силовых трансформатора 110/10 кВ по пункту 3.3.26 [5] на трансформаторах АПВ не устанавливается.

В соответствии с п. 3.3.61 [5] трансформаторы с РПН оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.Для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ ПС предусматриваем установку УРОВ [ПУЭ п. 3.2.18].По требованиям НТП ПС [п. 9.7] на трансформаторе 35-220 кВ предусматривается:

- один комплект дифференциальной токовой защиты;
- газовая защита;
- защита устройства РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН и НН;
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки.

Газовое и струйное реле должны действовать [НТП ПС п. 9.7.2] через устройство дифференциальной защиты и через устройство резервной защиты стороны ВН (необходимо оснастить данные реле двумя отключающими контактами).

Резервная защита на стороне ВН трансформатора выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от м/ф КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ [НТП ПС п.9.11.1] с пуском от защит присоединений.

УРОВ 110 кВ и выше реализуется двухступенчатым действием:1 ступень — действием без выдержки времени и без контроля тока на отключение вы-

ключателя; 2 ступень — действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Если трансформатор на стороне ВН подключен через два выключателя, для защиты ошиновки 110 кВ трансформатора рекомендуется применять отдельную дифференциальная токовая защита [НТП ПС п. 9.8].

По НТП ПС [п. 9.10] должно предусматриваться АПВ ошиновки 110 кВ трансформаторов.

Таблица 33 – Защиты трансформатора 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
1	Дифференциальная защита трансформатора	От повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий
2	Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
3	Защита устройства РПН	Струйное реле или реле давления
4	Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
5	Резервная защита НН1 и НН2	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
6	Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на сторонах НН1 и НН»
7	Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
8	Автоматика управления выключателем ВН	Каждого из выключателей
9	УРОВ	Каждого из выключателей
10	Дифференциальная защита ошиновки ВН	Для защиты от КЗ ошиновки стороны ВН
11	АПВ ошиновки ВН	С запретом, если трансформатор отключает ДЗТ

6.1.4.2 Воздушная линия 110 кВ

В соответствии с пунктом 3.2.106 [5] для ВЛ 110 должны быть предусмотрены УРЗ от м/ф КЗ и о/ф КЗ.

В соответствии с пунктом 3.2.107 [5] защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях.

Согласно пункту 3.2.108 [5] для сохранения устойчивой работы энергосистемы на ВЛ 110 кВ с двусторонним питанием в качестве основной должны быть предусмотрена защита, действующая без замедления при КЗ в любой точке линии, выполненная в виде продольной дифференциальной защиты. От о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП).

Согласно пункту 3.2.111 [5] уа ВЛ с двусторонним питанием от м/ф КЗ применяется трехступенчатая ДЗ, используемая в качестве резервной. В качестве дополнительной используется ТО.

По пункту 3.2.116 [5] от о/ф КЗ предусматривается ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП), используемая в качестве резервной. В соответствии с пунктом 3.3.2 на ВЛ свыше 1 кВ применяется АПВ.

Согласно пункту 3.3.10 [5] на ВЛ с двусторонним питанием предусматривается АПВ с улавливанием синхронизма.

По пункту 3.2.18 [5] на выключателе (выключателях) ВЛ 110 кВ предусматривается УРОВ.

Согласно пункту 9.9.1 [17] на ВЛ с двусторонним питанием устанавливается две независимые защиты от всех видов повреждения:

- быстродействующая защита с абсолютной селективностью [основная защита];
- комплект ступенчатых защит (КСЗ) (резервная защита).

В качестве основной защиты согласно п. 9.9.2 [17] применяются:

- продольная дифференциальная защита (ДЗЛ);
- дифференциально-фазная защита (ДФЗ);

– защита с высокочастотной (ВЧ) блокировкой (направленная ВЧ фильтровая защита);

– КСЗ с передачей блокирующих или разрешающих сигналов.

На ВЛ 110 кВ должно применяться 3-х фазное АПВ (ТАПВ) с пуском по цепи «несоответствия» и/или от защит [НТП ПС п. 9.10.4].

По НТП ПС [п. 9.11.1] на каждом выключателе 110 кВ и выше предусматривается УРОВ с пуском от защит присоединений, двухступенчатого действия.

Таблица 34 – Защиты линии 110 кВ

№ п.п	Вид РЗА	Примечание
Два комплекта КСЗ		
1	Дистанционная защита	Две ступени, от м/ф КЗ
2	ТНЗНП	Три ступени от о/ф КЗ
4	Автоматика управления выключателем	Для каждого выключателя
5	ТАПВ	Двукратное, простое АПВ
6	УРОВ	Для каждого выключателя

6.1.5 Выбор типоисполнения устройств РЗА для всех объектов подстанции, по каталогам фирмы-разработчика «Релематика»

Выбор исполнения УРЗА производится по информации, предоставляемой фирмами производителями в каталогах или непосредственно с сайтов изготовителей. УРЗА присоединений 6-10 кВ предназначены для встраивания в отсеки защиты КРУ и КСО. УРЗА объектов 110 кВ размещаются в шкафах, размещаемых на ОПУ.

Выбираемые исполнения УРЗА должны соответствовать общим нормативным требованиями ОАО "ФСК ЕЭС" и вышеперечисленным требованиями ПУЭ и НТП ПС к видам РЗА.

6.1.5.1 Выбор типоисполнения терминалов РЗА 10 кВ

6.1.5.1.1 Выбор исполнения УРЗА кабельных линий 10 кВ к РП.

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ КЛ. В соответствии с [18] были выбраны устройства ООО “Релематика” ТОР-200-Л321202 УХЛ 3.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.1.5.1.2 Выбор исполнения УРЗА электродвигателя 10 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ЭД. В соответствии с [18] были выбраны устройства ООО “Релематика” ТОР-200-Д32 2202 УХЛ 3.1 с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство ТОР-200-Д32 2202 УХЛ 3.1 реализует все необходимые функции.

6.1.5.1.3 Выбор исполнения УРЗА трансформаторов 10/0,4 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ короткой КЛ к трансформатору. Примем, что завод – производитель поставляет трансформаторы герметичного исполнения, укомплектованные газовой защитой на электроконтактном мановакуумметре и защитой от перегрева на электроконтактном манометрическом термометре.

В соответствии с [18], с целью экономии средств были выбраны устройства ООО "Релематика" ТОР-200-Т723202 УХЛ 3.1. с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В.Устройство ТОР-200-Т723202 УХЛ 3.1 реализует все необходимые функции.

6.1.5.1.4 Выбор исполнения УРЗА вводных выключателей 10 кВ

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ ВВ.В соответствии с [18] были выбраны устройства ООО “Релематика” ТОР-200-В222202 УХЛ 3.1. с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.1.5.1.5 Выбор исполнения УРЗА секционных выключателей

УРЗА должно осуществлять местное/дистанционное управление выключателем ячейки КРУ СВ. В соответствии с [18] были выбраны устройства ООО “Релематика” ТОР-200-С22 2202 УХЛ 3.1. с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.1.5.1.6 Выбор исполнения ЗДЗ

ООО “Релематика” производит комплекс дуговой защиты ЗДЗ-01, которая является совокупностью связанных между собой компонентов:

блок контроля и регестрации БКР-1 (1 шт. на ячейку);

оптические датчики в металлическом корпусе типа ДО-1 (не более 4 шт. на один БКР-1).

Устройство представляет собой распределенную модульную систему. Основным модулем системы является БКР-1, к которому подключаются оптические датчики в металлическом корпусе типа ДО-1, устанавливаемые в высоковольтных отсеках ячеек КРУ, КРУН, КСО. Связь каждого ДО-1 с БКР-1 осуществляется специальным экранированным кабелем, который позволяет обеспечить надежную работу устройства при воздействии электромагнитных полей. Кабель связи изготавливается производителем устройства ЗДЗ-01 и входит в комплект поставки.

Датчики реагируют на превышение световым потоком электрической дуги уставки пороговой освещенности. Таким образом, устройство осуществляет непрерывный контроль уровня освещенности в местах возможного возникновения повреждений.

6.1.5.1.7 Выбор исполнения УРЗА в ячейках ТН.

В соответствии с [18] были выбраны устройства ООО “Релематика” ТОР-200-Н22 2202 УХЛ 3.1. с номинальным напряжением постоянного оперативного тока - 220 В. Устройство реализует все необходимые функции.

6.1.5.2 Выбор типоисполнений оборудования РЗА 110кВ

Терминалы РЗА присоединений 110 кВ размещаются в шкафах, наряду с вспомогательным оборудованием (ключи управления и выбора

режимов РЗА, устройства бесперебойного питания, испытательные блоки, и т.д). Шкаф РЗА 110 кВ размещаются на ОПУ.

Рассмотрим выбор типоисполнений терминалов и шкафов РЗА отдельных видов присоединений 110 кВ от фирмы-изготовителя "Релематика" широко представленного на рынке России.

6.1.5.2.1 Выбор исполнения УРЗА трансформатора ТДН-40000

На сайте ООО «Релематика» [19] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА трансформатора:

1) Шкаф основных, резервных защит и АУВ ВН трансформатора «Ш2600 08.513 06.526». Выполнен на основе ТОР 300 ДЗТ 513 и ТОР 300 РЗТ 526.

Ознакомившись с функциями выполняемыми указанными устройствами, убеждаемся в их соответствии вышеперечисленным нормативным требованиям.

6.1.5.2.2 Выбор исполнения УРЗА защиты линий.

На сайте ООО «Релематика» [19] выбираем соответствующее исполнение шкафов РЗА защиты линии:

1) Ш2600 04.541– шкаф основной защиты линии. ДФЗ состоит из двух и полукомплектов, устанавливаемых по концам воздушной линии. Устройство полукомплекта защиты для одной стороны ВЛ состоит из терминала защиты (релейная часть «ТОР 300 ДФЗ 51х») и соответствующей аппаратуры ВЧ-связи (высокочастотная часть), обеспечивающей передачу высокочастотных сигналов (ВЧ-сигналов) на другую сторону защищаемой линии (или другие стороны, для обеспечения селективности) по фазным проводам или по проводящим тросам.

2)Ш2600 06.536 – шкаф ступенчатых резервных защит линии и автоматики управления выключателем.

6.2 Расчет параметров устройств РЗА

6.2.1 Расчет параметров устройств РЗА присоединений 10 кВ

6.2.1.1 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к ЭД 10 кВ.

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА ЭД ТОР-200 Д322202. Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 20.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

– Глава 5.3 Электродвигатели и их коммутационные аппараты [5];

– Методические указания [20].

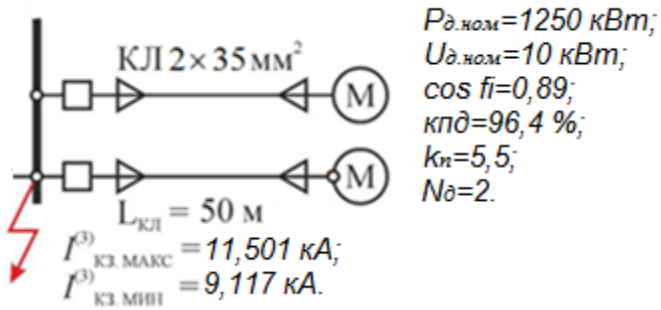


Рисунок 20 – К расчету параметров ЭД

6.2.1.1.1 Токовая отсечка ЭД

Ток срабатывания ТО отстраивается от пускового тока ЭД:

$$I_{о.д} = k_{апер} \cdot k_{пуск} \cdot I_{д.ном} \quad (76)$$

где $k_{апер}$ – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока машины, принимают 1.8 [21]; $k_{пуск}$– коэффициент пуска, по исходным данным составляет 5,5; $I_{д.ном}$– номинальный ток двигателя.

Номинальный ток ЭД определяется по формуле:

$$I_{д.ном} = \frac{P_{д.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{д.ном} \cdot cos\varphi \cdot \eta} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0{,}89 \cdot 0{,}964} = 84{,}1 \text{ А} \quad (77)$$

Находим токовую отсечку по формуле 76:

$$I_{о.д} = 1{,}8 \cdot 5{,}5 \cdot 84{,}1 = 832{,}6 \text{ А}.$$

Оценка чувствительности ТО ЭД производится по пункту 5.3.47 [5] при КЗ на выводах ЭД. Коэффициент чувствительности ТО ЭД:

$$k_ч = \frac{I^{(2)}_{к.мин}}{I_{о.д}} \cdot k^{(2)}_{от.ч.сх} = \frac{7\,896}{832{,}6} \cdot 1 = 9{,}48; \quad (78)$$

где $I^{(2)}_{к.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{к.мин} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9{,}117 = 7{,}896$ А – ток двухфазного КЗ на выводах ЭД в минимальном режиме работы системы; $k^{(2)}_{от.ч.сх} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы соединения ТТ по УРЗА ЭД к

двухфазным КЗ (для схемы неполная звезда с доп. реле в обратном проводе).

Расчетный коэффициент чувствительности больше нормативного, так и рекомендованного – 2 по [21]. Определим вторичный ток срабатывания ТО ЭД:

$$I_{\text{о.д(2)}} = \frac{I_{\text{о.д}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{832{,}6}{20} \cdot 1 = 41{,}63 \text{ А}; \quad (79)$$

где$n_T = \frac{I_{\text{1.ном.тт}}}{I_{\text{2.ном.тт}}} = \frac{100}{5} = 20$, где $I_{\text{1.ном.тт}} > I_{\text{д.ном}}$ – первичный номинальный ток фазного ТТ должен быть больше номинального тока ЭД; $I_{\text{2.ном.тт}} = 5$ А – выбранный вторичный ток фазного ТТ; $k_{\text{сх}}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда с доп. реле в обратном проводе для трехфазного режима работы. Для ячейки КРУ ЭД выберем ТТ - ТОЛ-СЭЩ-10 по [22].

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ТО ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току первой ступени МТЗ (МТЗ -1) от 1 до 200А.

Таблица 35 – Уставки первой ступени МТЗ (МТЗ-1)

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ - 1	Функция	Вкл
	I, А	41,63
	T, с	0.00
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

6.2.1.1.2 Защита от перегрузок

Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{з.п.д}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{д.ном}} = 1{,}05 \cdot 84{,}1 = 88{,}3 \text{ А}, \quad (80)$$

где $k_{\text{ОТС}}$– коэффициент отстройки, равен 1,05 при действии на сигнал.

Отношение пускового тока к току срабатывания защиты от перегрузки:

$$\frac{I_{\text{д.пуск}}}{I_{\text{з.п.д}}} = \frac{K_{\text{п}} \cdot I_{\text{д.ном}}}{I_{\text{з.п.д}}} = \frac{5{,}5 \cdot 84{,}1}{88{,}3} = 5{,}24 \quad (81)$$

При такой кратности тока, выдержка времени ЗП должна быть больше времени пуска ЭД:

$$t_{\text{з.п.д}} = k_{\text{з}} \cdot t_{\text{п}} = 1{,}5 \cdot 10 = 15 \text{ с}, \quad (82)$$

где $k_З$– коэффициент запаса, равный 1,5; $t_{ПУСК}$– время пуска/самозапуска.

При выборе инверсной характеристики выдержка времени определяется:

$$t_{\text{з.п.д}} = \frac{0{,}14 \cdot \text{Т}_{\text{утс}}}{(\frac{I_{\text{д.пуск}}}{I_{\text{з.п.д}}})^{0{,}02} - 1}, \text{с}. \quad (83)$$

Выразим из формулы $Т_{уст}$, рассчитаем уставку МТЗ - 3 по времени:

$$\text{Т}_{\text{утс}} = \frac{t_{\text{з.п.д}} \cdot ((\frac{I_{\text{д.пуск}}}{I_{\text{з.п.д}}})^{0{,}02} - 1)}{0{,}14} = \frac{15 \cdot (5{,}24^{0{,}02} - 1)}{0{,}14} = 3{,}61 \text{ с}.$$

Трехфазные двигатели переменного тока мощностью не менее 0,55 кВт должны выдерживать ток, равный 1,5 номинального тока, в течение 2 мин (120 с). Определим выдержку времени защиты от перегрузки:

$$t_{\text{з.п.д}} = \frac{0{,}14 \cdot 3{,}61}{(1{,}5)^{0{,}02} - 1} = 62{,}1 \text{ с}.$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗП ЭД (МТЗ-3):

$$I_{\text{з.п.д(2)}} = \frac{I_{\text{з.п.д}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{88{,}3}{20} \cdot 1 = 4{,}42 \text{ А}.$$

Таблица 36 – Уставки третьей ступени МТЗ (МТЗ-3)

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ - 3	Функция	Вкл
	I, А	4,42
	Т, с	3,61
	Характеристика	Инверсная
	Направленность	Откл
	Пуск по U	Откл
	Блокировка	Откл

6.2.1.1.3 Защита от затянутого пуска

Целесообразно принять ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{з.з.п.д}} = 3 \cdot I_{\text{д.ном}} = 3 \cdot 84{,}1 = 252{,}3 \text{ А}. \quad (84)$$

Определим вторичный ток срабатывания ЗЗП ЭД:

$$I_{\text{з.п.д(2)}} = \frac{I_{\text{з.п.д}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{252{,}3}{20} \cdot 1 = 12{,}62 \text{ А}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания ЗЗП ЭД входит в допустимый диапазон уставок по току от 0,25 до 200 А.

Таблица 37 – Уставки защит от затянутого пуска:

Ступень защиты	Уставка	Значение
Защита от затянутого запуска	Функция	Вкл
	I, А	12,62
	Т, с	15
	Принцип действия	I&t
	Блокировка	ОТКЛ

6.2.1.1.4 Защита от блокировки ротора

Ток срабатывания защиты выбирается по условию обеспечения коэффициента чувствительности равного 2 в режиме протекания пускового тока:

$$I_{\text{з.б.р.д}} = \frac{K_{\text{п}}}{2} \cdot I_{\text{д.ном}} = \frac{5{,}5}{2} \cdot 84{,}1 = 231{,}3 \text{ А.} \quad (85)$$

Время срабатывания защиты принимается меньше допустимого времени протекания пускового тока по условию нагрева. Примем $t_{\text{З.Б.Р.Д}} = 15$ с.

Определим вторичный ток срабатывания ЗБР ЭД:

$$I_{\text{з.б.р.д(2)}} = \frac{I_{\text{з.б.р.д}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{231{,}3}{20} \cdot 1 = 11{,}6 \text{ А.}$$

Таблица 38 – Уставки защит от затянутого пуска:

Ступень защиты	Уставка	Значение
Защита от блокировки ротора	Функция	Вкл
	I, А	11,6
	Т, с	15
	Блокировка	ОТКЛ

6.2.1.1.5 Защита минимального напряжения

Выдержка времени ЗМН должна выбираться в пределах 0,5 - 1,5 с, а уставка по напряжению должна быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения [5]:

$$U_{\text{змн}} = 70 \text{ В};$$

$$t_{\text{змн}} = 0{,}5 \text{ с.}$$

После срабатывания ЗМН и отключения выключателя ЭД запускается реле времени, контролирующее время перерыва питания. Рекомендованная уставка составляет 90% номинального напряжения:

$$U_{\text{АПВ}} = 90 \text{ В}.$$

Время восстановления напряжения $t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}}$ должно превышать время перерыва питания и время самозапуска оставшихся включенными двигателей. На данном этапе проектирования можно принять 3 сек, если ЭД присоединены к шинам РУ цеха. Время самозапуска можно принять 15 с. Т. о. Время восстановления напряжения:

$$t_{\text{МАКС.ПАУЗЫ}} = t_{\text{Макс.РЗ}} + t_{\text{САМ.ЗАП}} = 3 + 15 = 18 \text{ с}.$$

При выполнении условий для срабатывания АПВ включение выключателя произойдет через время, заданное уставкой времени срабатывания АПВ $t_{\text{АПВ}}$ после восстановления напряжения. Уставка составляет 1с [23].

Таблица 39 – Уставки ЗМН

Ступень защиты	Уставка	Значение
ЗМН	Функция	Вкл
	$U_{\text{змн}}$. В	70
	Т, с	0,5
	АПВ	ВКЛ
	$U_{\text{АПВ}}$, В	90
	$T_{\text{АПВ}}$, с	1
	$T_{\text{макс.паузы}}$, с	18
	Блокировка	Откл

6.2.1.1.6 УРОВ

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ - 0,05 -0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0{,}05 \cdot I_{\text{д.ном}} = 0{,}05 \cdot 84{,}1 = 4{,}2 \text{ А}. \quad (86)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{4{,}2}{20} \cdot 1 = 0{,}21 \text{ А}.$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,2 до 20 А при номинальном вторичном токе ТТ и исполнении фазных аналоговых входов тока на 5 А.

Выдержка времени УРОВ должна выбираться [МУ ОАО «ФСК ЕЭС»] по условию отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}}, \quad (87)$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – время отключения выключателя; $t_{\text{ВОЗР.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ; $t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс. Для выключателя BB/TEL-10 по РЭ полное время отключения состав ляет не более 50 мс.

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} =$$
$$= 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}004 + 0{,}1 = 0{,}204\text{с}$$

Таблица 40 – Уставки УРОВ

Ступень защиты	Уставка	Значение
УРОВ	Функция	Вкл
	I, А	0,21
	T, с	0,204

6.2.1.2 Ячейка КРУ выключателя короткой КЛ к трансформатору 10/0,4 кВ.

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА трансформатора ТОР-200 Т723202. Исходные данные для расчета параметров представлены на рисунке 21. При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200 Т723202 [25];
- Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ [26];
- Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие[24].

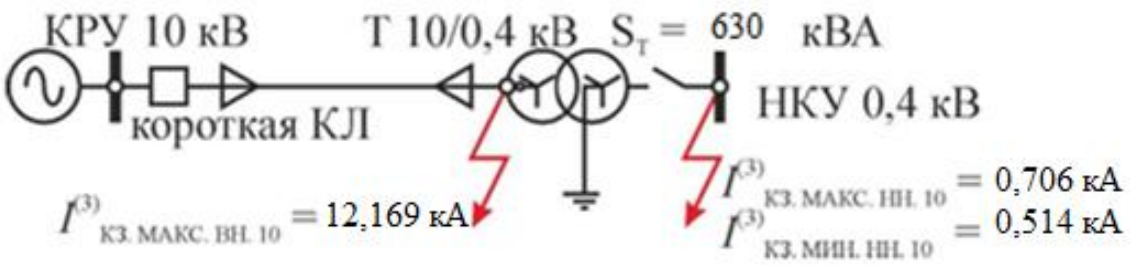


Рисунок 21 – Трансформатор 10/0,4 кВ подключенный к КРУ 10 кВ.

6.2.1.2.1 Токовая отсечка

Ток срабатывания ТО Т – $I_{О.Т}$ выбирается по двум условиям.

1 условие – $I_{О.Т.}$ должен быть отстроен от максимального тока КЗ за Т на стороне НН (0.4 кВ):

$$I_{О.Т(1)} = k_{ОТС(1)} \cdot I^{(3)}_{К.МАКС.НН} = 0{,}706 \cdot 1{,}15 = 0{,}812 \text{ кА}, \quad (88)$$

где $k_{ОТС(1)}$ = 1,1-1,15 коэффициент отстройки.

2 условие – $I_{О.Т}$ должен быть отстроен от броска намагничивающего тока при включение трансформатора под напряжение:

$$I_{О.Т(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} \quad (89)$$

Номинальный ток стороны ВН Т:

$$I_{Т.НОМ.ВН} = \frac{S_{Т.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.ВН}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 11} = 33{,}1 \text{ А}$$

$$I_{О.Т(2)} = k_{ОТС(2)} \cdot k_{БНТ} \cdot I_{Т.НОМ.ВН} = 1{,}15 \cdot 7{,}05 \cdot 33{,}1 = 268{,}4 \text{ А}.$$

За окончательный ток срабатывания ТО выбирается большее из токов, рассчитанных по 1 и 2 условиям:

$$I_{О.Т} = \max\{I_{О.Т(1)}; I_{О.Т(2)}\} = \max\{812; 268{,}4\} = 812 \text{ А}.$$

Оценим чувствительность ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН трансформатора в минимальном режиме:

$$k_{Ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{К.МИН.ВН}}{I_{О.Т}} \cdot k^{(2)}_{ОТ.Ч.СХ.} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9701}{812} \cdot 1 = 10{,}3\,,$$

где $k^{(2)}_{ОТ.Ч.СХ.}$ = 1 – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда к двухфазным КЗ. По пункту 3.2.21.8 [5] нормативное значение коэффициента чувствительности около 2.

Для определения вторичного тока срабатывания защиты выберем ТТ КРУ. Рабочий максимальный ток на стороне ВН Т:

$$I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{k_{\text{п}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{1.4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 11} = 46{,}3 \text{ А}.$$

Для ячейки КРУ выбран ТТ - ТОЛ-СЭЩ-10 по [12].

$$I_{1.\text{ном.тт}} = 50 \text{ А}, I_{2.\text{ном.тт}} = 5 \text{ А},$$

$$n_{\text{Т}} = \frac{I_{1.\text{ном.тт}}}{I_{2.\text{ном.тт}}} = 10,$$

$$I_{\text{О.Т(2)}} = \frac{I_{\text{О.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ.}}^{(3)} = \frac{812}{10} \cdot 1 = 81{,}2 \text{ А}.$$

где $k_{\text{СХ.}}^{(3)} = 1$ – коэффициент схемы неполная звезда для трехфазного режима работы. Допустимый диапазон уставки по току МТЗ-1 от 0,25 до 175 А вторичного тока при $I_{2.\text{НОМ.ТТ}}$= 5 А. Выдержка времени ТО Т $t_{\text{О.Т}}$= 0 с. По ПУЭ [п. 3.2.54] ТО действует на отключение Т с помощью выключателя ВН в КРУ и автомата НН, действуя на его цифровой расцепитель.

Таблица 41 – Уставки ТО трансформатора

Ступень защиты	Уставка	Значение
ТО - 1	вкл	Ввод в работу ступени ТО - 1
Iср. ТО - 1	81,2 А вторичных	Ток срабатывания ТО - 1
Tср. ТО - 1	0,00 с	Время срабатывания ТО - 1

6.2.1.2.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ трансформатора отстраивается от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{МТЗ.Т}} = k_{\text{Н.С}} \cdot \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{С}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.РАБ.МАКС}} = 1{,}1 \cdot \frac{1{,}1 \cdot 1{,}5}{0{,}96} \cdot 46{,}3 = 87{,}54 \text{ А}, \quad (90)$$

где $k_{\text{Н.С}}$ = 1.1 – коэффициент надежности согласования с МТЗ цифрового расцепителя автомата ввода трансформатора на стороне НН; $k_{\text{Н}}$ = 1.1 – коэффициент надежности; $k_{\text{С}}$ = 1.5 – коэффициент самозапуска нагрузки; $k_{\text{В}}$ = 0,96 – коэффициент возврата ПО тока рассматриваемого устройства.

Оценим чувствительность МТЗ трансформатора при двухфазном КЗ на выводах 0,4 кВ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(3)}_{\text{К.МИН.НН}}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ.}\frac{\text{Д}}{\text{У}}-11} = \frac{514}{87{,}54} \cdot 0{,}5 = 2{,}94 \geq 1{,}5,$$

где $k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ.Д/У}\ -11}$=0,5 – коэффициент относительной чувствительности схемы неполная звезда при КЗ за трансформатором Д/У – 11 гр.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{МТЗ.Т(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k^{(3)}_{\text{СХ}} = \frac{87{,}54}{10} \cdot 1 = 8{,}75 \text{ А}.$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон – 1 до 200 А. Выдержка времени МТЗ трансформатора отстраивается от выдержки времени МТЗ цифрового ресцепителя автомата ввода НН:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t \qquad (91)$$

где Δt – ступень селективности.

Выберем исполнение автоматов НКУ 0,4 кВ и их цифровых расцепителей. Рабочий максимальный ток ввода НН трансформатора:

$$I_{\text{В.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{K_{\text{П}} \cdot S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{1{,}4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 1273 \text{ А}.$$

Рабочий максимальный ток секционного автомата НН:

$$I_{\text{СВ.НН.РАБ.МАКС}} = \frac{S_{\text{Т.НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0{,}4} = 909{,}3 \text{ А}.$$

Максимальное значение периодической составляющей ТКЗ на стороне 0,4 кВ в начальный момент времени: $I^{(3)}_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}}$=2,354 кА. Ударный ток трехфазного КЗ по ГОСТ 27514-87:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot \text{Куд} \cdot I^{(3)}_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}} = \sqrt{2} \cdot 1{,}6 \cdot 2{,}354 = 5{,}326 \text{ кА},$$

где $К_у$=1,6 по рекомендации ГОСТ 27514-84 [табл.3].

Выбираем к установке НКУ 0,4кВ «Ассоль» [27] с автоматическими выключателями Emax2. Термическое воздействие ТКЗ:

$$B_{\text{К}} = (I^{(3)}_{\text{К.МАКС.НН(0.4)}})^2 \cdot t_{\text{ОТКЛ}} = 2{,}354^2 \cdot 1 = 5{,}54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 42 – Параметры НКУ «Ассоль»

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
Iраб.макс,А	1273	Iном, А	2500
-	-	-	-
iуд,кА	5,326	$I_{эл.дин.стойк}$, кА	143
-	-	-	-
Вк, кА^2 · с	5,54	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 65^2 \cdot 1 =$	4225 кА^2 · с

Выключатели Emax2 E2.2 N с каталожными данными [28]:

Таблица 43 – Параметры Emax2 E2.2 N

Расчет		Каталожные данные	
Параметр	Расчет	Параметр	Значение
$I_{В.НН.РАБ.МАКС}$,А	1273	Iном, А	2500
$I_{СВ.НН.РАБ.МАКС}$,А	909,3	Iном, А	1600
iуд,кА	5,326	$I_{эл.дин.стойк}$, кА	143
Вк, кА^2 · с	5,54	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} = 65^2 \cdot 1 =$	4225 кА^2 · с

Выбираем расцепитель Ekip Dip LSIG. Ступень селективности между автоматическими выключателями Emax2 примем 0,1 с. Следовательно можно принять выдержки времени МТЗ на автоматических выключателях НКУ:

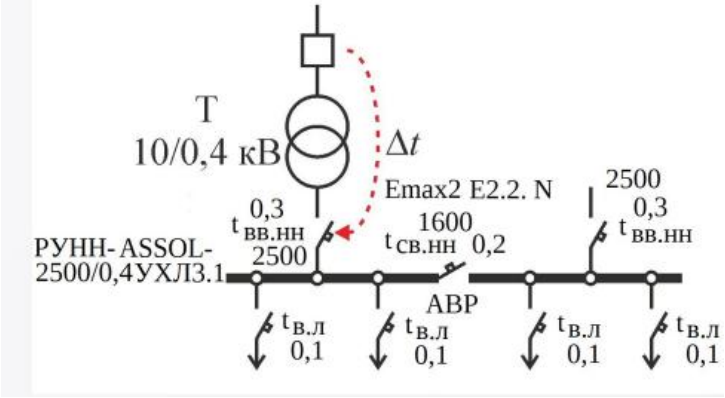


Рисунок 22 – НКУ «Ассоль» 0,4 кВ.

Определим ступень селективности между МТЗ стороны ВН трансформатора и МТЗ расцепителя автоматического выключателя ввода НН трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.АВ.В.НН}} + t_{\text{ПОГР.МТЗ.АВ.В.НН}} + t_{\text{ПОГР.МТЗ.Т}} + t_{\text{ВОЗВ.МТЗ.Т}} + t_{\text{ЗАП}}$$
$$= 0{,}04 + 0{,}03 + 0{,}012 + 0{,}06 + 0{,}1 = 0{,}242 \text{ с.}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.АВ.В.НН}} = 0{,}04$ с – время отключения автомата ввода НН трансформатора, по каталогу [28]; $t_{\text{ПОГР.МТЗ.АВ.В.НН}} = 10\% \cdot 0{,}3 = 0{,}03$ с – погрешность выдержки времени МТЗ ресцепителя автомата ввода НН трансформатора, 10% от уставки, но не более 0,04с, по каталогу [28]; $t_{\text{ПОГР.МТЗ.Т}} = 2\% \cdot 0{,}6 = 0{,}012$ с – погрешность выдержки времени МТЗ трансформатора при уставках свыше 0,5 с; $t_{\text{ВОЗВ.МТЗ.Т}} = 0{,}06$ – время возврата МТЗ трансформатора; $t_{\text{ЗАП}} = 0{,}1$ – время запаса по МУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Выдержка времени МТЗ трансформатора:

$$t_{\text{МТЗ.Т}} = t_{\text{МТЗ.АВ.В.НН}} + \Delta t = 0{,}3 + 0{,}242 = 0{,}542 \text{ с.}$$

Примем выдержку времени МТЗ равной 0,6 с.

Таблица 44 – Уставки МТЗ трансформатора

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-1	вкл	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Iср. МТЗ-1	8,75 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-1
Tср. МТЗ-1	0,6 с	Время срабатывания МТЗ-1

6.2.1.2.3 Защита от перегрузки

ЗП выполнена на ступени МТЗ -2, ток срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{\text{ЗП.Т}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{Т.НОМ.ВН}} = \frac{1{,}05}{0{,}96} \cdot 46{,}3 = 50{,}6 \text{ А,}$$

где $k_{\text{ОТС}}$– коэффициент отстройки; $k_{\text{В}}$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t_{\text{ЗП.Т}} = 9$ с – по методическим указаниям ООО «Релематика». Вторичное значение тока срабатывания ЗП трансформатора:

$$I_{\text{ЗП.Т(2)}} = \frac{I_{\text{ЗП.Т}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}}^{(3)} = \frac{50{,}6}{10} \cdot 1 = 5{,}01 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания входит в допустимый диапазон от 0,25 до 200 А.

Таблица 45 – Уставки ЗП трансформатора

Ступень защиты	Уставка	Значение
МТЗ-2	незав	Ввод в работу ступени МТЗ-2 и

		выбор типа выдержки времени
МТЗ-2 на откл	Откл	МТЗ-2 действует на сигнал
Iср. МТЗ-2	5,01 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Tср. МТЗ-2	9,00 с	Время срабатывания МТЗ-2

6.2.1.2.4 Расчет тока однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ.

Воспользуемся методикой расчета тока о/ф КЗ стороне 0,4 кВ трансформатора изложенной в [21]. Ток о/ф КЗ равен току трехфазного КЗ:

$$I^{(1)}_{\text{К.МИН.НН}} = \frac{I^{(3)}_{\text{К.МИН.НН}}}{\sqrt{3}} = \frac{1174}{\sqrt{3}} = 678 \text{ А}. \quad (92)$$

Оценим чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(1)}_{\text{К.МИН.НН}}}{I_{\text{МТЗ.Т}}} = \frac{678}{87{,}54} = 7{,}7.$$

В данном случае чувствительность МТЗ на стороне ВН трансформатора достаточна и специальная защита ТЗНП от о/ф КЗ на стороне 0,4 трансформатора может не выполняться.

6.2.1.2.5 УРОВ

Рекомендованное ОАО «ФСК ЕЭС» значение тока срабатывания УРОВ - 0,05-0,1 номинального тока присоединения:

$$I_{\text{УРОВ}} = 0{,}09 \cdot I_{\text{т.ном}} = 0{,}09 \cdot 46{,}3 = 4{,}167 \text{ А}.$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_T} \cdot k^{(3)}_{\text{сх}} = \frac{4{,}167}{10} \cdot 1 = 0{,}417 \text{ А}.$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ входит в допустимый диапазон уставок от 0,25 до 5 А.Выдержка времени УРОВ должна выбираться :

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}},$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – время отключения выключателя; $t_{\text{ВОЗР.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ; $t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ в сторону ускорения действия; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Время возврата ПО тока рассматриваемого УРЗА по РЭ составляет не более 50 мс. Основная погрешность срабатывания по времени для реле вре-

мени с независимой характеристикой срабатывания с выдержкой времени менее 1 с по данным РЭ на рассматриваемое УРЗА составляет ±25 мс.

Для выключателя BB/TEL по РЭ полное время отключения составляет не более 50 мс.

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}} =$$
$$= 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}004 + 0{,}1 = 0{,}204\text{с}$$

Таблица 46 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
Iср	0,417 А вторичных	Ток срабатыванива
МТЗ-2	откл	УРОВ не действует при работе МТЗ-2
Вн.откл.	вкл	УРОВ действует по команде внешнего откл.
Ввод УРОВ	Вкл	Функция УРОВ задействована

6.2.1.3 Кабельная линия 10 кВ

Типоисполнение устройства РЗА ТОР-200-Л321202. К секции шин НН ПС подключена КЛ 10 кВ 3х240/25-10, питающая РП.

К секции РП подключен трансформатор ТМГ-0,025-10/0,4 и КЛ с мощностью нагрузки $S_{\text{Н.КЛ.РП}}$=3 МВА. Значения токов трехфазного КЗ в максимальном и минимальном режимах приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Токи КЗ

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках К32,5,6,7, приведенное к стороне 10 кВ, кА			
	Шины НН ПС	Шины РП	За ТСН	За Т 10/0,4 630 кВА
Максимальный режим	12,169	11,501	2,364	0,121
Минимальный режим	9,701	9,117	1,708	0,088

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200-Л321202 [29]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.[30]

Исходные данные для расчета:

- режим работы нейтрали – изолированная;

- суммарный емкостный ток – 8 А;

- собственный емкостный ток – 1,518 А;

- номинальный ток силового трансформатора 10/0,4 кВ – 36,4 А;

- схема соединения обмоток силового трансформатора 10/0,4 кВ - Д/У;

- ТСН РП – ТМГ-25-10/0,4;

- предохранитель ТСН РП - ПКТ-101-3,2-12,5

6.2.1.3.1 Токовая отсечка

По первому условию ток срабатывания отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{\text{ТО.КЛ(1)}} \geq k_{\text{Н}} \cdot I^{(3)}_{\text{К2.МАКС}} \quad (93)$$

где $k_{\text{Н}}$ – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени установленных на ЛЭП и трансформаторах, при использование цифровых реле, можно принять 1,1-1,15; $I^{(3)}_{\text{К2.МАКС}}$ - ток трехфазного КЗ в конце защищаемого объекта в максимальном режиме работы системы.

$$I_{\text{ТО.КЛ(1)}} \geq 1{,}15 \cdot 11{,}501 \ = 13{,}226 \text{ кА}.$$

Так как ток срабатывания ТО больше максимального ТКЗ в начале линии, то ТО бесполезна и не используется.

6.2.1.3.2 МТЗ

Рассматриваемое УРЗА содержит 2 ступень МТЗ. Выполним МТЗ на МТЗ-2 – второй ступени МТЗ. По первому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} = \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}}, \quad (94)$$

где $k_{\text{Н}}$ =1,1 – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле[30]; $k_{\text{В}} = 0{,}96$ -коэффициент возврата ИО по току;

$k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки.

$$I_{\text{МТЗ.КЛ(1)}} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}6}{0{,}96} \cdot 209{,}6 = 384{,}3 \text{ А}.$$

Так как РУ подключено через вводной выключатель, требуется согласование тока срабатывания МТЗ КЛ с током срабатывания МТЗ ВВ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ}(2)} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.ВВ}} = 1{,}1 \cdot 384{,}3 = 422{,}7 \text{ А}, \quad (95)$$

где $k_{\text{НС}} = 1{,}1$ – коэффициент надежности согласования; $I_{\text{МТЗ.ВВ}}$ – ток срабатывания МТЗ ВВ, так как нагрузка одинакова, то ток срабатывания МТЗ ВВ такой же как у КЛ выбранной по первому условию.

Коэффициент чувствительности на шинах РП:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.КЛ.ОЗД}} = \frac{I^{(2)}_{\text{К2.МИН}}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{9{,}701}{422{,}7} \cdot 1 = 23.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного, пуск по напряжению не требуется. Коэффициент чувствительности за трансформатором:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.КЛ.ЗР}} = \frac{I^{(2)}_{\text{К2.МИН}}}{I_{\text{МТЗ.КЛ}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}\frac{\text{Д}}{\text{У}}} = \frac{512}{422{,}7} \cdot 1 = 1{,}21.$$

Хотя МТЗ КЛ не обеспечивает чувствительности в ЗР за трансформаторами 10/0,4 кВ улучшить коэффициент чувствительности практически невозможно.

Время срабатывания предохранителя $t_{\text{ПКТ}}$ <0.01с, поэтому в дальнейшем наличие предохранителя в зоне действия МТЗ КЛ не учитывается, отстройка по времени производится от МТЗ ВВ РУ цеха. Выдержка времени МТЗ ВВ цеха независимая, отстроенная от МТЗ трансформаторов цеха 10/0,4 кВ. Выдержка времени МТЗ трансформаторов цеха составляет 0,6 с. Ступень селективности для выключателей и терминалов РЗА Релематика была определена выше и составляет 0,23 с.

В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ цеха:

$$t_{\text{МТЗ.ВВ}} = t_{\text{МТЗ.Т}} + \Delta t = 0{,}6 + 0{,}23 = 0{,}29.$$

Расчетная выдержка времени МТЗ КЛ с независимой характеристикой выдержки времени при КЗ в точке К2:

$$t_{\text{МТЗ.КЛ}} = t_{\text{МТЗ.ВВ}} + \Delta t = 0{,}29 + 0{,}23 = 0{,}52.$$

Кратность МТЗ КЛ при КЗ в точке К2:

$$К_{МТЗ.КЛ.К2} = \frac{I^{(3)}_{К2.МАКС}}{I_{МТЗ.КЛ}} = \frac{11501}{422,7} = 27,2.$$

Аналитическое представление характеристик дано в технических описаниях терминалов для экстремально инверсной характеристики терминала ТОР-200-Л321202. $t_{МТЗ.КЛ} = t_{МТЗ.ВВ} + \Delta t_{уточн} = 0,29 + 0,2599 = 0,55$ с.

По РЭ время срабатывания УРЗА ТОР-200-Л321202 настроенного на чрезвычайно инверсную характеристику определяются формулой:

$$t_{ВС} = \frac{k \cdot 80}{(К_{МТЗ.КЛ})^2 - 1} \text{с}, \quad (96)$$

где k – временной коэффициент, т.е. уставка по времени.

Определим уставку, обеспечивающую расчетную выдержку времени $t_{МТЗ.КЛ}$ при кратности $К_{МТЗ.КЛ.К2}$:

$$k_{РАСЧ} = \frac{t_{МТЗ.КЛ}}{80}((К_{МТЗ.КЛ.К2})^2 - 1) = \frac{0,55}{80}((27,2)^2 - 1) = 5,1. \quad (97)$$

Временной коэффициент входит в допустимы диапазон.

Фактическое значение времени срабатывания МТЗ КЛ в конце линии будет:

$$t_{МТЗ.КЛ.К2} = \frac{k \cdot 80}{(К_{МТЗ.КЛ})^2 - 1} = \frac{5,1 \cdot 80}{((27,2)^2 - 1)} = 0,553 \text{ с.}$$

Определим выдержку времени УРЗА при КЗ в начале КЛ:

$$К_{МТЗ.КЛ.К1} = \frac{I^{(3)}_{К2.МАКС}}{I_{МТЗ.КЛ}} = \frac{12169}{422,7} = 28,8.$$

$$t_{МТЗ.КЛ.К2} = \frac{k \cdot 80}{(К_{МТЗ.КЛ})^2 - 1} = \frac{5,1 \cdot 80}{((28,8)^2 - 1)} = 0,492 \text{ с.}$$

Для построения плавной обратнозависимой кривой МТЗ КЛ посчитаны промежуточные значения выдержек времени (таблица 48).

Таблица 48 – Чрезвычайно инверсная характеристика

Ток, А	12,169	11,501	10	8	6	5	3,5
Выдержка времени, с	0,492	0,553	0,730	1,142	2,035	2,937	6,039

Как видно (таблица 48) при уменьшении тока, расчетная чрезвычайно инверсная выдержка времени резко возрастает.

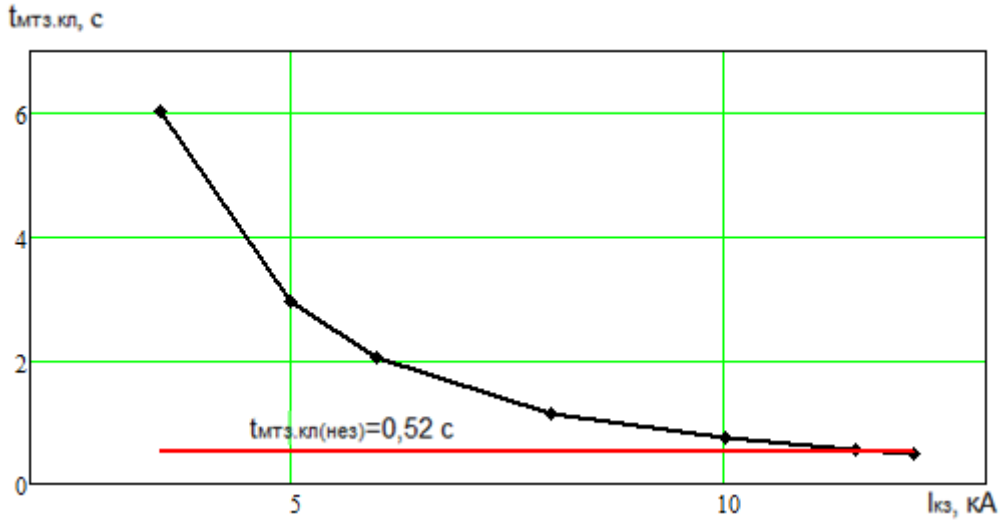


Рисунок 23 - Карта селективности для МТЗ КЛ.

Вторичный ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{МТЗ.КЛ.ВТ}} = \frac{I_{\text{МТЗ.КЛ}}}{n_{\text{Т}}} k_{\text{СХ}}^{(\text{З})} = \frac{422{,}7}{60} \cdot 1 = 7{,}05 \text{ А}.$$

Таблица 49 – Уставки МТЗ

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-3	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	7,05 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-2	0,52 с	Время срабатывания МТЗ-2
Пуск по напряжению МТЗ-2	не предусмотрен	Пуск по напряжению МТЗ-2 не предусмотрен
Ускорение МТЗ-2	не предусмотрено	Ускорение МТЗ-2 не предусмотрено
Характеристика	Чрезвычайно инверсная	МТЗ-2 С ЧИ характеристикой

6.2.1.3.4 Защита от ОЗЗ

Так как у в данном проекте сеть с компенсированной нейтралью, то целесообразно установить централизованную сигнализацию.

6.2.1.3.5 УРОВ

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$\text{I}_{\text{уров}} = 0{,}05 \cdot \text{I}_{\text{РАБ.МАКС.КЛ}} = 0{,}05 \cdot 209{,}6 = 10{,}48 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{10{,}48}{60} = 0{,}175 \text{ А.}$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения из диапазона уставок от 0,25 до 5 А при номинальном токе ТТ и исполнение фазных аналоговых входов тока на 5 А. Следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается:

$$I_{\text{УРОВ(2)ФАКТ}} = 0{,}25 \text{ А.}$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}}$$
$$= 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}004 + 0{,}1 = 0{,}204 \text{ с}$$

где $t_{\text{ОТКЛ.В}}$ – полное время отключения выключателя; $t_{\text{ВОЗР.УРОВ}}$ – время возврата реле тока УРОВ; $t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}}$ – погрешность реле времени УРОВ; $t_{\text{ЗАП}}$ – время запаса, принимаемое равным 0.1 с.

Таблица 50 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Контроль РПВ	не предусмотрен	УРОВ не контролирует положение выключателя по блок-контактам
ВО на УРОВ	не предусмотрено	Внешнее отключение не задействовано в схеме
Кон. тока УРОВ	не предусмотрено	Контроль по току при действии УРОВ на себя не предусмотрен
ВнУРОВВышВыкл	предусмотрено	При действии внешнего УРОВ и отказе своего выключателя будет подана команда на отключение смежных
Iср УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Tср УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

6.2.1.4 Секционный выключатель 10 кВ.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200-С22 2202 [31]
- Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.[30]

6.2.1.4.1 МТЗ

В рассматриваем УРЗА МТЗ можно реализовать на первой ступени МТЗ -1. Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям. Отстройка от суммарного максимального тока секций, в данном случае нагрузка РП одинакова:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(1)}} \geq \frac{k_{\text{Н}} \cdot k_{\text{СЗ}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС.СВ}} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}6}{0{,}96} \cdot 384{,}3 = 705 \text{ А}, \quad (98)$$

где $k_{\text{Н}}$ = 1.1 – коэффициент надежности несрабатывания защиты для цифровых реле; $k_{\text{В}}$ = 0,95 – коэффициент возврата ИО по току; $k_{\text{СЗ}}$ - коэффициент самозапуска нагрузки РП.

Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений

$$I_{\text{МТЗ.СВ(2)}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.КЛ}} = 1{,}1 \cdot 422{,}7 = 465 \text{ А}. \quad (99)$$

Определяющим является первое условие. Оценим чувствительность МТЗ секционного выключателя. Коэффициент чувствительность в ОЗД при двухфазном КЗ в минимальном режиме на шинах НН ПС:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.СВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{К1.МИН.НН.ПС}}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9701}{705} \cdot 1 = 11{,}9. \quad (100)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, поэтому пуск по напряжению не требуется. Коэффициент чувствительность в зоне резерва при двухфазном КЗ в минимальном режиме в конце КЛ, на шинах РП:

$$k_{\text{Ч.МТЗ.СВ.ЗР}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{КЗ.МИН.РП}}}{I_{\text{МТЗ.СВ}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9117}{705} \cdot 1 = 11{,}2. \quad (101)$$

Коэффициент чувствительность больше нормативного, надежное резервирование обеспечено. В ячейке КРУ СВ выбран ТТ ТОЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}}$ = 500 А, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}}$ = 5А, $n_{\text{Т}}$ =500/5.

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ.СВ(2)}} = \frac{I_{\text{МТЗ.СВ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{705}{100} = 7{,}05 \text{ А}.$$

Так как выдержка времени МТЗ КЛ независимая, МТЗ СВ также выполняется с независимой выдержкой времени и отстраивается от МТЗ КЛ на ступень селективности.

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t.$$

Определим ступень селективности между МТЗ СВ и МТЗ КЛ:

$$\Delta t = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}},$$

$$\Delta t = 0{,}05 + 2 \cdot 0{,}02 + 0{,}04 + 0{,}1 = 0{,}23 \text{ с.}$$

где $t_{\text{ОТК.ВВ}} = 0{,}05\text{с}$ – полное время отключения выключателя КЛ.

$$t_{\text{МТЗ.СВ}} = 1{,}06 + 0{,}23 = 1{,}29 \text{ с.}$$

Таблица 51 – Уставки МТЗ-1

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-1	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-1
Ток срабатывания МТЗ-1	7,05 А	Ток срабатывания МТЗ-1
Время срабатывания МТЗ-	1,29 с	Время срабатывания МТЗ-1

6.2.1.4.2 Логическая защита шин

Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме:

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9701}{1{,}5} \cdot 1 = 5600{,}9 \text{ А.} \quad (102)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ.СВ(2)}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ.СВ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{5600{,}9}{100} = 56 \text{ А.}$$

Значение ТО ЛЗШ СВ больше тока МТЗ СВ, значит ложных срабатываний от максимальных токов нагрузки не будет. Выдержка времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}025 + 0{,}1 = 0{,}225 \text{ с,}$$

Таблица 52 – Уставки МТЗ-2

Уставка	Значение	Описание
Работа МТЗ-2	предусмотрена	Ввод в работу ступени МТЗ-2
Ток срабатывания МТЗ-2	56 А	Ток срабатывания МТЗ-2
Время срабатывания МТЗ-	0,225 с	Время срабатывания МТЗ-2

6.2.1.4.3 АВР

Так как штатной функции АВР у рассматриваемого УРЗА нет, АВР выполняется с помощью программируемой схемы логики (ПСЛ).

При снижении междуфазных напряжений (всех) одной из секций шин НН ПС ниже уставки ЗМН более выдержки времени $t_{ЗМН}$, УРЗА ТН секции подает ко-манду на отключение вводного выключателя данной секции.

По факту отключения вводного выключателя, УРЗА данного ВВ подает ко-манду на включение СВ, при наличии напряжения на другой секции шин.

АВР СВ может быть выведен из работы оперативной командой а также блокирован автоматически при действии УРОВ, ЗДЗ, ЛЗШ, МТЗ СВ.

6.2.1.4.4 УРОВ

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0{,}05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0{,}05 \cdot 209{,}6 = 10{,}5 \text{ А}.$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{УРОВ}}{n_Т} = \frac{10{,}5}{100} = 1{,}1 \text{ А}.$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ПОГРЕШ.УРОВ} + t_{ЗАП} = 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}004 + 0{,}1 = 0{,}204 \text{ с}.$$

Таблица 53 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Iср УРОВ	1,1 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Tср УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

6.2.1.5 Вводной выключатель 10 кВ.

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты БРМЗ-152-ВВ-01 [32];
- Расчеты РЗА распределительных сетей [30].

6.2.1.5.1 Первая ступень МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания МТЗ -1 ВВ отстраивается от тока срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{\text{МТЗ}-1.\text{ВВ}} \geq k_{\text{НС}} \cdot I_{\text{МТЗ.СВ}} = 1{,}1 \cdot 705 = 775{,}5 \text{ А}. \quad (103)$$

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ОЗД:

$$k_{\text{Ч.МТЗ}-1.\text{ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}}{I_{\text{МТЗ}-3.\text{ВВ}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9701}{775{,}5} \cdot 1 = 10{,}8. \quad (104)$$

Схема соединения ТТ и ИО тока УРЗА – полная звезда. Коэффициент чувствительность в ОЗД больше нормативного значения, значит пуск по напряжению не требуется

Чувствительность МТЗ-1 ВВ в ЗР:

$$k_{\text{Ч.МТЗ}-1.\text{ВВ.ОЗД}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{КЗ.МИН.РП}}}{I_{\text{МТЗ}-3.\text{ВВ}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9117}{775{,}5} \cdot 1 = 10{,}2. \quad (105)$$

Для ячейки КРУ ВВ секции шин НН ПС выбран ТТ ТШЛ-СЭЩ 10 с $I_{1.\text{НОМ.ТТ}}$ = 1000 А, $I_{2.\text{НОМ.ТТ}}$ = 5 А, n_T = 1000/5. Вторичный ток срабатывания:

$$I_{\text{МТЗ}-1.\text{ВВ}(2)} = \frac{I_{\text{МТЗ}-1.\text{ВВ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k^{(3)}_{\text{СХ}} = \frac{775{,}5}{200} \cdot 1 = 3{,}9 \text{ А}. \quad (106)$$

Так как выдержка времени МТЗ СВ независимая, МТЗ ВВ также выполняется с независимой выдержкой времени и отстраивается от МТЗ СВ на ступень селективности.

$$t_{\text{МТЗ}-1.\text{ВВ}} = t_{\text{МТЗ.СВ}} + \Delta t.$$

Определим ступень селективности между МТЗ ВВ и МТЗ СВ:

$$\Delta t = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}},$$

$$\Delta t = 0{,}05 + 2 \cdot 0{,}02 + 0{,}04 + 0{,}1 = 0{,}23 \text{ с}.$$

$$t_{\text{МТЗ}-1.\text{ВВ}} = 1{,}29 + 0{,}23 = 1{,}52 \text{ с}.$$

Таблица 54 – Уставки МТЗ -1

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 1	введена	Ступень МТЗ-1 введена в действие
Iср МТЗ -1	3,9 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ - 1
Tср МТЗ -1	1,52 с	Время срабатывания МТЗ - 1
Выдержка Т1	Выведена	1 ОВ МТЗ-1 не задействован
Выдержка Т2	Введена	2 ОВ МТЗ-1 задействован

6.2.1.5.2 Вторая ступень МТЗ с независимой выдержкой времени.

Ток срабатывания 2 ступени:

$$I_{\text{МТЗ}-1.\text{ВВ}} = I_{\text{МТЗ}-2.\text{ВВ}} = 775{,}5 \text{ А}$$

Выдержка времени 2 ступени равна максимально допустимой:

$$I_{\text{МТЗ}-2.\text{ВВ}} = t_{\text{УСТ.МАКС}} = 180 \text{ с.}$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорении равна:

$$I_{\text{МТЗ}-2.\text{УСКОР}} = t_{\text{УСТ.УСКОР}} = 0{,}1 \text{ с.}$$

Таблица 55 – Уставки МТЗ -2

Уставка	Значение	Описание
МТЗ - 2	введена	Ступень МТЗ21 введена в действие
Iср МТЗ -2	3,9 А вторичных	Ток срабатывания МТЗ -
Тср МТЗ -1	1,52 с	Время срабатывания МТЗ - 1
Выдержка Т1	Введена	1 ОВ МТЗ-1 задействован
Выдержка Т2	Выведена	2 ОВ МТЗ-1 не задействован
Т1 прямое	180 с	Уставка по времени 1 ОВ МТЗ -1
Ускорение	Введено	Введено ускорение МТЗ-2 при включение выключателя
Т ускр	0,1	Выдержка времени МТЗ-2

6.2.1.5.3 ЛЗШ

Ток срабатывания ТО ЛЗШ:

$$I_{\text{ЛЗШ}} \leq \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{КЗ.МИН.НН.ПС}}}{k_{\text{Ч.Н}}} \cdot k^{(2)}_{\text{ОТ.Ч.СХ}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9701}{1{,}5} \cdot 1 = 5600{,}9 \text{ А} \qquad (107)$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{ЛЗШ(2)}} = \frac{I_{\text{ЛЗШ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{5600{,}9}{200} = 28 \text{ А.}$$

Выбор выдержки времени ТО ЛЗШ:

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq t_{\text{СРАБ.ИО.Т}} + t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$t_{\text{ЛЗШ}} \geq 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}02 + 0{,}1 = 0{,}22 \text{ с,}$$

Таблица 56 – Уставки ЛЗШ

Уставка	Значение	Описание
Работа ЛЗШ	предусмотрена	Ввод в работу ЛЗШ
Ток срабатывания ЛЗШ	28 А	Ток срабатывания ЛЗШ
Время срабатывания ЛЗШ	0,22 с	Время срабатывания ЛЗШ

6.2.1.5.4 УРОВ

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0{,}05 \cdot I_{РАБ.МАКС.КЛ} = 0{,}05 \cdot 209{,}6 = 10{,}48 \text{ А};$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{УРОВ(2)} = \frac{I_{УРОВ}}{n_Т} = \frac{10{,}48}{200} = 0{,}052 \text{ А}.$$

Расчетное значение вторичного тока срабатывания УРОВ меньше минимального значения, следовательно, по рекомендации ОАО «ФСК ЕЭС» принимается 0,25 А.

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{УРОВ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ПОГРЕШ.УРОВ} + t_{ЗАП} = 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}004 + 0{,}1 = 0{,}204 \text{ с}$$

Таблица 57 – Уставки УРОВ

Уставка	Значение	Описание
УРОВ	Работа	Функция УРОВ задействована
Iср УРОВ	0,25 А вторичных	Ток срабатывания УРОВ
Tср УРОВ	0,204 с	Время срабатывания УРОВ

6.2.1.6 Ячейка ТН 10 кВ

При расчете уставок воспользуемся следующими указаниями:

- Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200Н43 2202 [33];
- Расчеты РЗА распределительных сетей [30].

6.2.1.6.1 Пуск по напряжению МТЗ.

Напряжение срабатывания реле фильтра обратной последовательность

$$U_{ВМБ.U2} = 6 \text{ В}.$$

Допустимый диапазон от 5 до 20В. Напряжение срабатывания (вторичное) реле линейных напряжений:

$$U_{ВМБ.Uл} = \frac{U_{МИН}}{k_{отс} \cdot k_В} = \frac{85}{1{,}2 \cdot 1{,}07} = 66 \text{ В}, \quad (108)$$

где $U_{МИН}$ = 85 В – минимальное напряжение на шинах НН ПС в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ; $k_{отс} = 1{,}2$ – коэффициент отстройки; $k_В = 1{,}07$ – коэффициент возврата. Допустимый диапазон от 20 до 80 В.

Оценка чувствительности пускового органа напряжения производится при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ к цеху. По каталогу изготовителя кабеля: $R_{УД.КЛ}$ =0,125 Ом/км, $X_{УД.КЛ}$ = 0,094 Ом/км.

Полное удельное сопротивление кабеля:

$$Z_{УД.КЛ} = \sqrt{R_{УД.КЛ}^2 + X_{УД.КЛ}^2} = \sqrt{0{,}125^2 + 0{,}094^2} = 0{,}156 \frac{Ом}{км}. \quad (109)$$

Сопротивление КЛ в минимальном режиме:

$$Z_{КЛ.МИН.РЕЖ} = \frac{Z_{УД.КЛ} \cdot L_{КЛ}}{N_Ц - 1} = \frac{0{,}156 \cdot 1{,}1}{3 - 1} = 0{,}86 \text{ Ом}. \quad (110)$$

Остаточное линейное напряжение на шинах НН ПС при трехфазном КЗ в минимальном режиме работы в конце КЛ:

$$U_{Л.ОСТ} = \sqrt{3} \cdot Z_{КЛ.МИН.РЕЖ} \cdot I^{(3)}_{КЗ.МИН.КЛ} = \sqrt{3} \cdot 0{,}86 \cdot 7{,}78 = 1{,}2 \text{ кВ}.$$

Вторичное напряжение при этом составит $U_{Л.ОСТ(2)}$ =16 В, так как коэффициент трансформации измерительного ТН составляет $n_Н$ = 10кВ/100. Коэффициент чувствительности:

$$k_Ч = \frac{U_{ВМБ.Uл}}{U_{Л.ОСТ(2)}} = \frac{66}{16} = 4{,}125.$$

Коэффициент чувствительности больше нормативного по 3.2.21.1 [5].

6.2.1.6.2 Неселективная сигнализация от ОЗЗ

УКИ в рассматриваемом УРЗА выполнено двухступенчатым.

Напряжение срабатывания реле 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [34]:

$$U_{ОЗЗ\ РН1\ 3U_0} = 15В \text{ (вторичное)}, \text{допустимый диапазон } 5 - 99 \text{ В}.$$

Время срабатывания 1 ступени УКИ принимаем по рекомендации [34]:

$$t_{ОЗЗ\ Т1} = 9 \text{ с}, \text{допустимый диапазон } 0{,}03 - 100 \text{ с}.$$

6.2.1.6.3 ЗМН

Напряжение срабатывания, рекомендуемое [30]:

$$U_{ЗМН\ РН\ 1} = 30 \text{ В}.$$

Выдержка времени:

$$t_{ЗМН\ Т1} = t_{МАКС.РЗ} + \Delta t,$$

где $t_{\text{МАКС.РЗ}}$ – наибольшая выдержка времени защит присоединений ПС, КЗ в зоне действия которых могут вызвать снижение напряжения на секции шин 10 кВ; Δt – ступень селективности.

Определим ступень селективности между ОВ 1 ступени ЗМН и МТЗ трансформатора:

$$\Delta t = t_{\text{ОТКЛ.В.Т}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГР.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВР.ИО.Т}} + t_{\text{ЗАП}}$$

$$\Delta t = 0{,}045 + 2 \cdot (0{,}012 + 0{,}016) + 0{,}04 + 0{,}1 = 0{,}241 \text{ с}$$

Выдержка времени:

$$t_{\text{ЗМН Т1}} = 0{,}6 + 0{,}241 = 0{,}841 \text{ с.}$$

По рекомендациям и ПУЭ напряжение срабатывания выбирается равным 70В. Выдержка времени 0,5 с. По рекомендации [30] напряжение срабатывания $U_{\text{ЗМН.РН}}$=65В.

6.2.2 Расчет устройств РЗА присоединений 110 кВ

6.2.2.1 Расчет защит трансформатора 110/10 кВ

Расчет будет проводиться по методике расчёта уставок из руководства по эксплуатации на блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-300 ДФЗ [35], входящий в состав шкафа Ш2500 08.2.

6.2.2.1.1 Выбор начального значения дифференциального тока срабатывания и коэффициентов торможения

Вторичный ток для стороны ВН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.ВН}}}{K_{\text{1.ВН}}} = \frac{221{,}4}{120} = 1{,}845 \text{ А.}$$

Вторичный ток для стороны НН защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН(2)}} = \frac{I_{\text{ВХ.РАСЧ.НН}}}{K_{\text{1.НН}}} = \frac{1212}{600} = 2{,}02 \text{ А.}$$

Номинальный ток ПТН выбирается как ближайший по значению из приложения Е руководства по эксплуатации. Номинальный ток ПТН $I_{\text{ном.ВН}}$=2,5 А; номинальный ток ПТН $I_{\text{ном.НН}}$=2,5 А.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ}} = 0{,}5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot (\varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{РЕГ}}), \quad (111)$$

где $К_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,3; ε - относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме, равная 0,1; $U_{рег}$ = 0,05 для чувствительной уставки. Для грубой 0,12; $F_{вып}$ - относительно значение погрешности выравнивания токов плеч, равное 0,03.

Для чувствительной уставки:

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Ч}} = 0{,}5 \cdot 1.3 \cdot (0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}03) = 0{,}117.$$

Для грубой уставки (учитывается полный диапазон регулирования РПН):

$$I_{\text{ДЗТ.НАЧ.Г}} = 0{,}5 \cdot 1.3 \cdot (0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}03) = 0{,}162.$$

По результатам расчета минимальная возможная уставка $I_{ДЗТ.НАЧ}$=0,2 А.

Расчет коэффициента торможения $К_{торм.2}$ на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса $I_{нб.расч}$ выполняется по выражению:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + U_{\text{РЕГ}} + F_{\text{ВЫР}}, \quad (112)$$

где $К_{пер}$ – коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

Предельная кратность $К_{10}$ для сторон ВН и НН по выражению:

$$K_{10.\text{ОТН}} = \frac{I_{1.\text{НОМ.ТА}} \cdot K_{10}}{I_{\text{НОМ.ТР}}}, \quad (113)$$

Для стороны ВН:

$$K_{10.\text{ОТН}} = \frac{600 \cdot 20}{221{,}4} = 54{,}2.$$

Для стороны НН:

$$K_{10.\text{ОТН}} = \frac{3000 \cdot 20}{1212} = 49{,}5.$$

Так как выполняется условие для обеих сторон, что $К_{10отн}$>20, то принимается $К_{пер}$=2,0. Определяем ток небаланса для чувствительной уставки:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.Ч}} = 2 \cdot 0{,}1 + 0{,}05 + 0{,}03 = 0{,}28.$$

Определяем ток небаланса для грубой уставки:

$$I_{\text{НБ.РАСЧ.Г}} = 2 \cdot 0{,}1 + 0{,}12 + 0{,}03 = 0{,}35.$$

Коэффициент торможения определяется по следующему выражению:

$$K_{\text{ТОРМ.2}} = 1{,}5 \cdot K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ}} - I_{\text{ДЗТ.НАЧ}}. \quad (114)$$

Коэффициент 1,5 в выражении учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равного 1,5 $I_{ном}$. Для чувствительной уставки:

$$K_{\text{ТОРМ2.Ч}} = 1{,}5 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}28 - 0{,}2 = 0{,}35.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $К_{торм.2.ч}$=0,35. Для грубой уставки:

$$K_{\text{ТОРМ2.Г}} = 1{,}5 \cdot 1{,}3 \cdot 0{,}35 - 0{,}2 = 0{,}48.$$

По результатам расчета принято допустимое значение уставки $К_{торм.2}$=0,48. Коэффициент торможения $К_{торм.3}$ на третьем участке для трансформаторов мощностью 40 МВА и более следует принять $К_{торм.3}$ равным 0,9.

В данном случае установлен трансформатор мощностью 32 МВА, что более 25 МВА, поэтому $К_{торм.3}$ принимается равным 0,9.

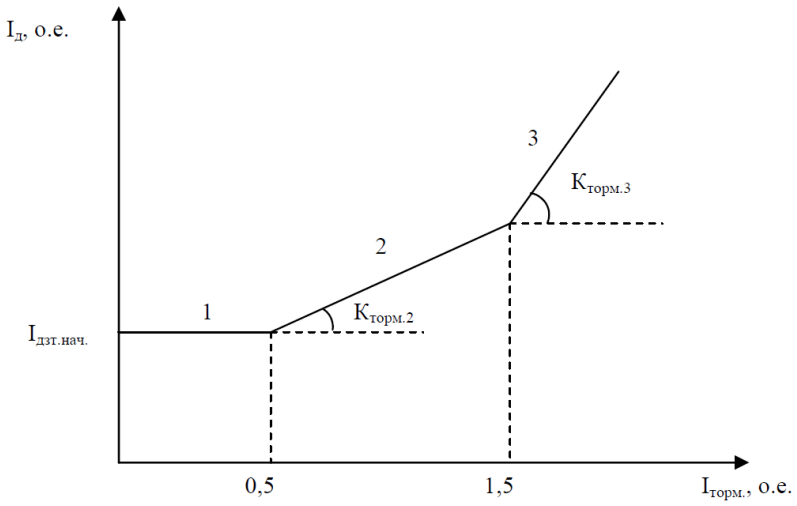


Рисунок 24 – Тормозная характеристика

6.2.2.1.2 Выбор уставки информационного параметра блокировки

Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки $К_{ипб}$, является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход. Рекомендуется значение $К_{ипб}$, равное 0,38.

6.2.2.1.3 Проверка чувствительности

Поскольку Iдзт.нач меньше 0,5 (о.е.) и тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до тока торможения, равного 0,5 (о.е.), то для дифференциальных защит понижающих двухобмоточных трансформаторов всегда получается Кч > 2 с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

6.2.2.1.4 Расчет дифференциальной токовой отсечки

Рекомендуется принять уставку отсечки на уровне 6 Iн.

$$I_{\text{ОТС,СР1}} = 6 \cdot I_{\text{НОМ.ТР}} = 6 \cdot 221{,}4 = 1328{,}4 \text{ А} \quad (115)$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ уставку выбрать по выражению:

$$I_{\text{ОТС.СР}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.}MAX} \quad (116)$$

где $К_{отс}$ = 1,2 – коэффициент отстройки; $К_{нб}$ – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ; $I_{кз.внеш.max}$ – относительное значение максимального тока внешнего КЗ.

Коэффициент $К_{нб}$ зависит от значений параметра $К_{10отн}$, остаточных индукций трансформаторов тока и ряда других факторов. При установке со всех сторон защищаемого трансформатора первичных трансформаторов тока со вторичным номинальным током, равным 5 А, принять коэффициент $К_{нб}$ равным 0,7.

$$I_{\text{ОТС.СР}} = 1{,}2 \cdot 0{,}7 \cdot 12{,}169 = 10{,}22 \text{ кА}.$$

С учётом коэффициентов трансформации ТТ:

$$I_{\text{ОТС.СР.ВТОР}} = \frac{10{,}22}{40} = 255{,}5 \text{ А}.$$

Проверим целесообразность ввода отсечки. Найдём Кч:

$$K_{\text{Ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ.ВНЕШ.}MIN}}{I_{\text{ОТС.СР}}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9701}{10220} = 0{,}822.$$

Дифференциальная токовая отсечка нецелесообразна, её нужно вывести из работы.

6.2.2.1.5 Расчет максимальной токовой защиты с пуском по напряжению

Все оставшиеся защиты трансформатора 110/10 выполнены в терминале ТОР-300. Максимальный рабочий ток через силовой трансформатор (несёт всю нагрузку ПС) – 196,3 А. Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}} = \frac{1{,}05}{0{,}98} \cdot 196{,}3 = 210{,}3 \text{ А}.$$

Ток срабатывания МТЗ (вторичный):

$$I_{\text{СР}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{210{,}3}{40} \cdot 1 = 5{,}63 \text{ А}.$$

Время срабатывания МТЗ, с учётом времени срабатывания вводного выключателя на секции:

$$t_{\text{МТЗ.ТР}} = t_{\text{МТЗ}-1.\text{ВВ}} + \Delta t.$$

Определим ступень селективности между МТЗ ТР и МТЗ ВВ:

$$\Delta t = t_{\text{ОТК.ВВ}} + 2 \cdot t_{\text{ПОГРЕШ.ОВ}} + t_{\text{ВОЗВ.ИО.Т.}} + t_{\text{ЗАП}},$$

$$\Delta t = 0{,}05 + 2 \cdot 0{,}035 + 0{,}044 + 0{,}1 = 0{,}264 \text{ с}.$$

$$t_{\text{МТЗ.ТР}} = 1{,}52 + 0{,}264 = 1{,}784 \text{ с}.$$

Выберем напряжение срабатывания:

$$U_{СР.2} = 0.5 \cdot U_{ном.втор} = 0{,}5 \cdot 100 = 50 \text{ В}.$$

6.2.2.1.6 Расчет защиты от перегрузки

$$I_{\text{СЗ.ПЕР}} = \frac{k_{\text{ОТС}}}{k_{\text{В}}} \cdot I_{\text{РАБ}} = \frac{1{,}05}{0{,}98} \cdot 196{,}3 = 210{,}3 \text{ А}.$$

Определим вторичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{СЗ.ПЕР(2)}} = \frac{I_{\text{СЗ.ПЕР}}}{n_{\text{Т}}} \cdot k_{\text{СХ}} = \frac{210{,}3}{40} \cdot 1 = 5{,}3 \text{ А}.$$

По условию отстройки режимов кратковременных перегрузок ФСК принимаем $t_{\text{П.Т}}$=10с.

6.2.2.1.7 УРОВ

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$\text{I}_{\text{уров}} = 0{,}05 \cdot \text{I}_{\text{РАБ.МАКС}} = 0{,}05 \cdot 196{,}3 = 9{,}8 \text{ А}.$$

Вторичное значение тока срабатывания:

$$I_{\text{УРОВ(2)}} = \frac{I_{\text{УРОВ}}}{n_{\text{Т}}} = \frac{9{,}8}{40} = 0{,}25 \text{ А}.$$

Выдержка времени УРОВ по МУ ОАО « ФСК ЕЭС»:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{ОТКЛ.В}} + t_{\text{ВОЗВ.УРОВ}} + t_{\text{ПОГРЕШ.УРОВ}} + t_{\text{ЗАП}}$$
$$= 0{,}05 + 0{,}05 + 0{,}004 + 0{,}1 = 0{,}204 \text{ с}$$

6.2.2.2 Расчет защит линии 110 кВ

Уставки настраиваются по технической документации фирмы-разработчика на МП терминал ДЗ [36]. Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ у шин ПС А (Северная). Для первого условия расчетное выражение для тупиковой ПС для первой ступени равно:

$$Z^1_{\text{С.З.11}} \leq 0{,}85 \cdot \left(Z_1 + \frac{Z_2}{k_{\text{Т2}}}\right). \quad (117)$$

где Z_1 – сопротивление отдельного участка защищаемой линии; $k_{Т2}$ – коэффициент токораспределения.

Данные для определения коэффициентов токораспределения и сопротивления участков линий показаны на рисунке 25.

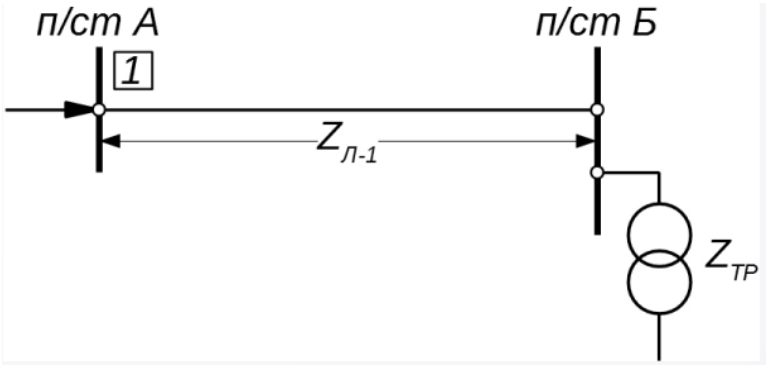


Рисунок 25 – Схема сопротивления участков линий.

Полное сопротивление линии:

$$Z_{\text{л}} = R_{\text{л}} + jX_{\text{л}} = 0{,}41 + j1{,}42 = 1{,}47 \cdot e^{j73{,}89^{\circ}} \text{Ом}. \quad (118)$$

Минимальное полное сопротивление параллельно работающих трансформаторов равно:

$$Z_{\text{тр}} = \frac{u_{k\%}}{100} \cdot \frac{(U^2_{\text{ном.вн}})}{S_{\text{т.ном}}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34{,}7 \text{ Ом}. \quad (119)$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{к}} \cdot U^2_{\text{ном.вн}}}{S^2_{\text{ном}}} = \frac{0{,}172 \cdot 115^2}{40^2} = 1{,}42 \text{ Ом}. \quad (120)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{тр}} = \sqrt{\left(z_{\text{тр}}^2 - r_{\text{тр}}^2\right)} = \sqrt{(34{,}7^2 - 1{,}42^2)} = 34{,}67 \text{ Ом}. \quad (121)$$

Угол φ трансформатора равен:

$$\varphi = arctg\frac{x_{\text{тр}}}{r_{\text{тр}}} = arctg\frac{34{,}67}{1{,}42} = 87{,}65°. \quad (122)$$

Условие обеспечения требуемой чувствительности первой ступени:

$$\frac{Z_{\text{тр}}}{Z_{\text{л}}} = \frac{34{,}7}{1{,}47} = 23{,}6 \geq 0{,}47. \quad (123)$$

Суммарное сопротивление ВЛ 110 кВ и трансформатора Т1:

$$Z_{\text{л}} + Z_{\text{тр}} = 36{,}13 \cdot e^{j87{,}1°} \text{Ом}.$$

Полное сопротивление срабатывания первой ступени:

$$Z_{\text{с.з.1}}^{I} = \frac{\left|Z_{\text{л}} + Z_{\text{тр}}\right|}{1 + \beta - \delta} = \frac{36{,}13}{1 + 0{,}05 + 0{,}1} = 31{,}4 \text{ Ом}. \quad (124)$$

Угол максимальной чувствительности первой ступени:

$$\varphi_{Z_{\text{с.з.1}}^{I}} = \varphi_{\Sigma} = 87{,}1°$$

Максимально возможное переходное сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{кз.мин.В}}^{(2)}} = \frac{12{,}5 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 23{,}802} = 0{,}606 \text{ Ом}. \quad (125)$$

Данное значение входит в область срабатывания первой ступени. Вторая ступень ДЗ на тупиковой ПС отсутствует, рассчитаем сопротивление срабатывания третьей (резервной) ступени по формуле:

$$Z_{\text{с.з.з}}^{III} = \frac{Z_{\text{самозап}}}{k_{\text{н}} k_{\text{в}} \cos\left(\varphi_{Z_{\text{с.з.з}}^{III}} - \varphi_{\text{раб}}\right)}, \quad (126)$$

где $Z_{\text{самозап}} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} k_{\text{самозап}} \cdot I_{\text{раб.макс}}} = \frac{110 \cdot 0{,}8}{\sqrt{3} \cdot 1{,}11 \cdot 0{,}294} = 155{,}7$ Ом;

$I_{\text{раб.макс}} = \frac{1{,}4 \cdot 40}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}294$ кА – максимальное значение рабочего тока ВЛ, с учетом 40 % перегрузки трансформатора; $\varphi_{Z_{\text{с.з.з}}^{III}} = \varphi_{Z_{\text{с.з.1}}^{I}} = \varphi_{\Sigma} = 87{,}1°$– угол максимальной чувствительности; $\varphi_{\text{раб}} = 45°$– угол нагрузки в режиме самозапуска ЭД; $k_{\text{н}}$– коэффициент надежности, примем равным 1,2; $k_{\text{в}}$–

коэффициент возврата измерительного органа сопротивления ДЗ, примем равным 1,05. Подставив значения в формулу (126) получим:

$$Z_{\text{с.з.з}}^{III} = \frac{155{,}7}{1{,}2 \cdot 1{,}05 \cdot \cos(87{,}1 - 45)} = 166{,}5 \text{ Ом}.$$

Зона действия третьей ступени ДЗ ВЛ. Коэффициент трансформации силового трансформатора Т1,2:

Максимально возможное переходное сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{кз.мин.В}}^{(2)}} = \frac{1{,}25 \cdot 2}{\sqrt{3} \cdot 23{,}802} = 0{,}06 \text{ Ом}.$$

Таким образом, точка расположена внутри области срабатывания третьей ступени (рисунок 26). Чувствительность ДЗ при двухфазном КЗ за трансформатором Т3 в минимальном режиме обеспечена.

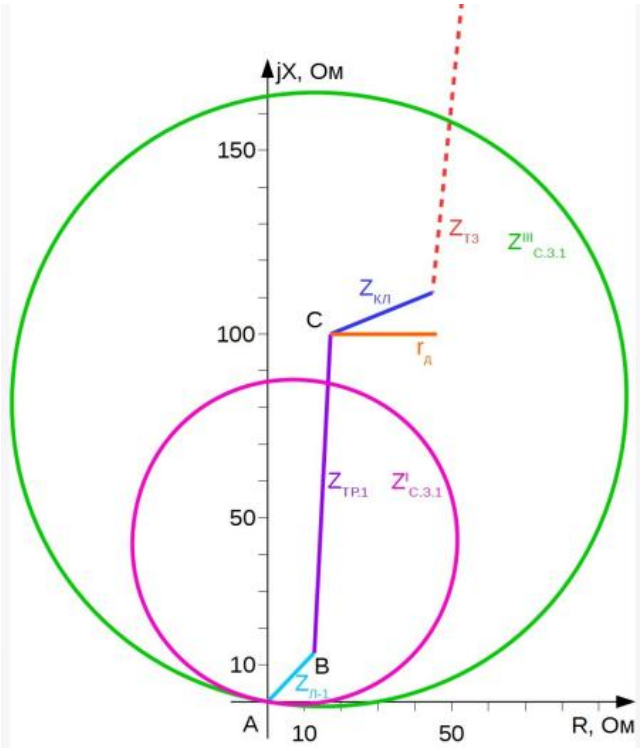


Рисунок 26 – Комплексная плоскость сопротивлений.

7 ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ

7.1 Концепция цифровой подстанции

Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция с автоматизацией управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в ней все процессы информационного обмена осуществляются в цифровом формате. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными [3].

Об автоматизации управления процессами в единой электроэнергетической системе говорится и в следующем пункте. Цели создания цифровой подстанции:

- сокращение кабельного хозяйства, то есть использование беспроводных технологий для прямой передачи данных;
- сокращение сроков проектирования, монтажа, наладки оборудования подстанции, за счет использования типовых проектов;
- обеспечение наблюдаемости параметров функционирования ЛЭП, оборудования и устройств подстанции: датчики с передачей данных напрямую в диспетчерские службы;
- унификация механизмов конфигурирования подстанции, использование типовых решений при производстве оборудования и устройств РЗА;
- формирование единой системы диагностики и переход к выполнению удаленной функциональной диагностики;
- переход к необслуживаемым подстанциям, значит необходимости в постоянном обслуживающем персонале не будет.

Эти цели позволят снизить затраты на проектирование, монтаж, обслуживание и ремонт всего оборудования подстанции. Это принесет большую экономию для энергетической отрасли, несмотря на то, что на настоящий

момент это требует новых разработок, и соответственно, финансовых вложений.

При проектировании строительства ЦПС должно быть предусмотрено:

- Применение подходов цифрового проектирования на базе цифровых моделей с поддержкой единой информационной модели сети.
- Применение корпоративного профиля МЭК 61850 ПАО «Россети» в целях типизации технических решений, использующих стандарт МЭК 61850 в части реализации различных функций интеллектуальных электронных устройств, обмена и передачи информации между ними.
- Создание единообразных решений по описанию электронного каталога оборудования ПС, использования функционала и коммуникаций в рамках стандарта МЭК 61850.

В стандарте МЭК 61850 приведены принципы описания первичного оборудования, типовых функций РЗА, АСУ ТП, ПА, УПАСК объектов данных для логических узлов, а также новых объектов данных; принципы передачи информации на подстанционный уровень, сигналов для РЗА и АСУ ТП, мгновенных выборок аналоговых значений; принципы описания основных режимов работы ИЭУ, механизма взаимодействия функций, реализуемых логическими узлами.

7.2 Структура цифровой подстанции

Программно-технический комплекс ЦПС должен выполняться на трех структурных уровнях: уровень процесса, уровень присоединения, уровень ПС, и в него должны входить следующие функциональные подсистемы:

- АСУ ТП;
- Релейная защита и автоматика, в том числе регистрация аварийных событий и процессов (РАСП);
- специализированного автоматического управления и регулирования;
- мониторинга параметров качества электроэнергии;
- коммерческого и технического учета электроэнергии;

- АСМД непрерывного контроля основного технологического оборудования;
- мониторинга и управления инженерными системами;
- синхронизированных векторных измерений;
- НТД и информационного обеспечения обслуживающего персонала;
- информационной безопасности;
- общей безопасности.

Структуры информационного обмена внутри и между уровнями и назначение интерфейсов даны на рисунке 27 и в таблице 58 соответственно [37].

Таблица 58 – Назначение интерфейсов на ЦПС

	Вид интерфейса	Назначение интерфейса
1	Обмен сигналами функций защиты и управления между уровнями присоединения и станции	Обмен информацией между устройствами
2	Обмен данными в рамках уровня присоединения	
3	Обмен сигналами функций управления оборудованием уровня процесса и уровня присоединения	
4	Передача мгновенных значений тока и напряжения от уровня процесса к уровню присоединения	Передача измерений в цифровой форме
5	Обмен сигналами между уровнем станции и удаленным диспетчерским центром	Передача информации на верхний уровень

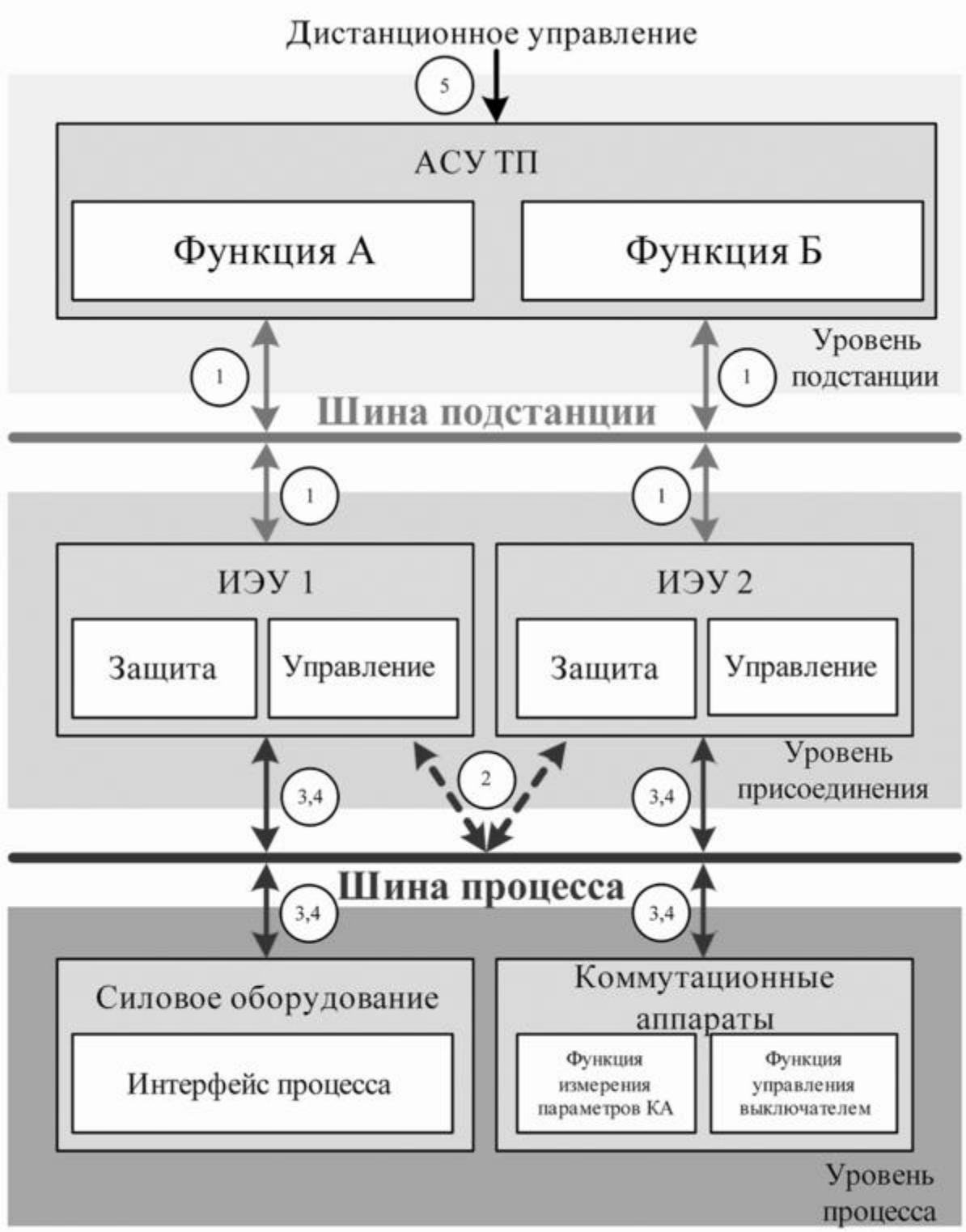


Рисунок 27 – Структура информационного обмена

7.3 Архитектуры цифровой подстанции

Стандарт МЭК 61850 определяет три основных протокола передачи данных:

Протокол МЭК 61850−8-1 MMS (Manufacturing Message Specification — стандарт ISO/IEC 9506) — протокол передачи данных реального времени и

команд диспетчерского управления по технологии «клиент-сервер». Служит для передачи данных телесигнализации и телеизмерений, команд телеуправления.

Протокол МЭК 61850−8-1 GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) — протокол передачи данных о событиях на ПС. Протокол служит для замены дискретных сигналов на цифровые.

Протокол МЭК 61850−9-2 SV (Sampled Values) определяет правила передачи оцифрованных значений (отсчетов) токов и напряжений от измерительных трансформаторов. Протокол дает возможность исключить цепи переменного тока, соединяющие устройства РЗА с ТТ и ТН и получать измерения по цифровому каналу связи.

Исходя из необходимости обеспечения информационной безопасности, MMS-сообщения предпочтительнее передавать по шине ПС, а GOOSE-сообщения и SV-потоки — по шине процесса.

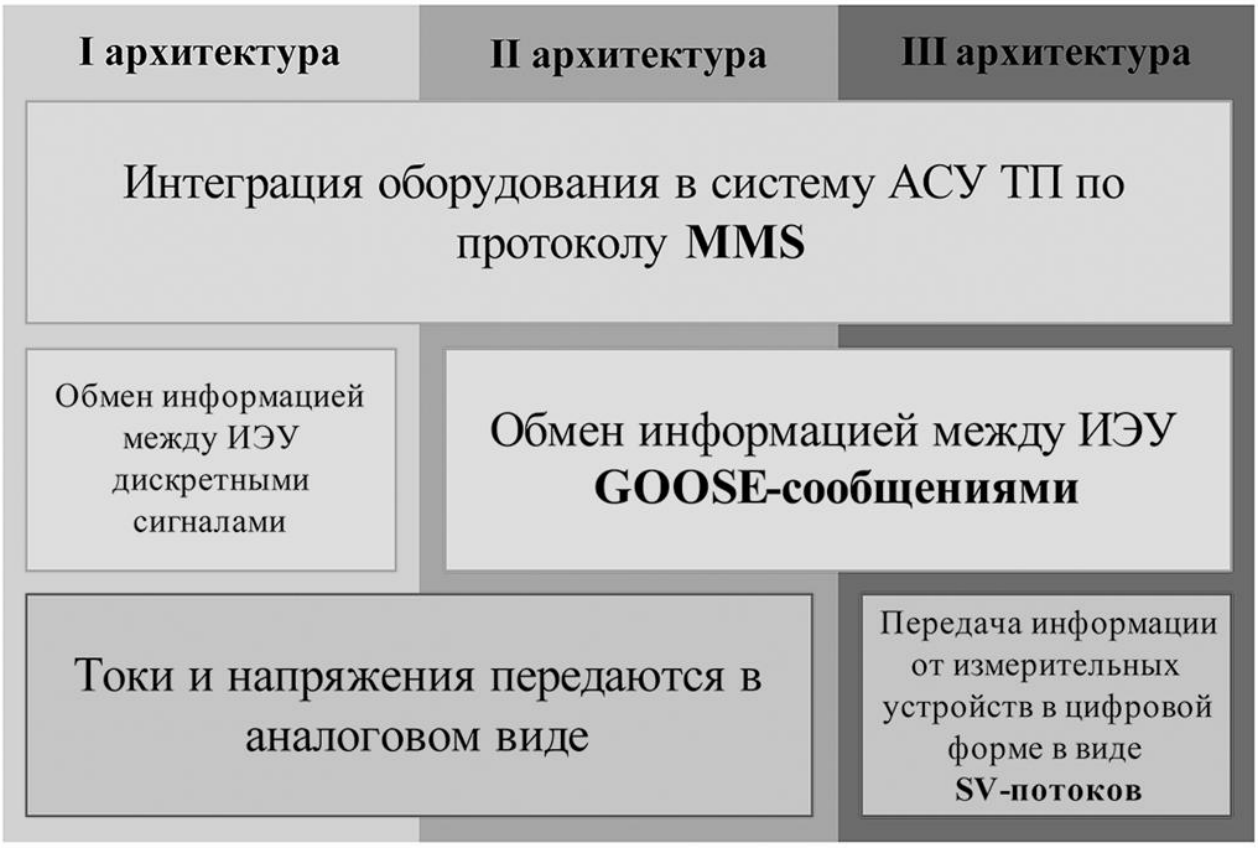


Рисунок 28 – Интеграция цифровых протоколов на ПС

Глубина внедрения цифровых протоколов определяет три архитектуры ЦПС [37] (рисунок 28).

- Первая архитектура подразумевает обмен информацией между устройствами в форме дискретных и аналоговых электрических сигналов. Информационный обмен с верхним уровнем осуществляется по протоколу МЭК 61850−8-1 MMS.
- Вторая архитектура обладает более расширенным применением цифровых протоколов. Взаимодействие между устройствами выполняется объектно-ориентированными GOOSE-сообщениями; информационный обмен с верхним уровнем осуществляется по протоколу МЭК 61850−8-1 MMS; измерения тока и напряжения передаются в виде аналоговых сигналов по обычным электрическим цепям.
- Третья архитектура подразумевает глубокую интеграцию информационных процессов на всех уровнях ЦПС. Взаимодействие между ИЭУ РЗА выполняется посредством GOOSE-сообщений; информация от измерительных устройств передается в цифровом виде с применением протокола передачи мгновенных значений (SV-потоков); информационный обмен с верхним уровнем осуществляется по протоколу МЭК 61850−8-1 MMS.

7.4 Разработка цифровой подстанции фирмой Релематика

ООО "Релематика" – один из крупнейших российских разработчиков и производителей современных цифровых устройств и комплексов релейной защиты и автоматики. Релематика разрабатывает IT-решения для нужд электроэнергетики, решения для проектов "Цифровая подстанция", выполняет полный спектр работ по РЗА и по автоматизации процессов для энергообъектов всех уровней напряжений.

Компанией разработана Централизованная РЗА (рисунок 29) для цифровой подстанции. Это решение может в дальнейшем применяться для построения цифровых подстанций любой архитектуры. Осуществляется полная поддержка протокола МЭК 61850 (MMS, GOOSE, SV). Благодаря пере-

даче измерений (SV-поток) и дискретных сигналов (GOOSE-сообщения) по цифровым каналам связи имеется возможность расположить весь комплекс защит и автоматики одной секции, включая резервный комплект, в одном шкафу.

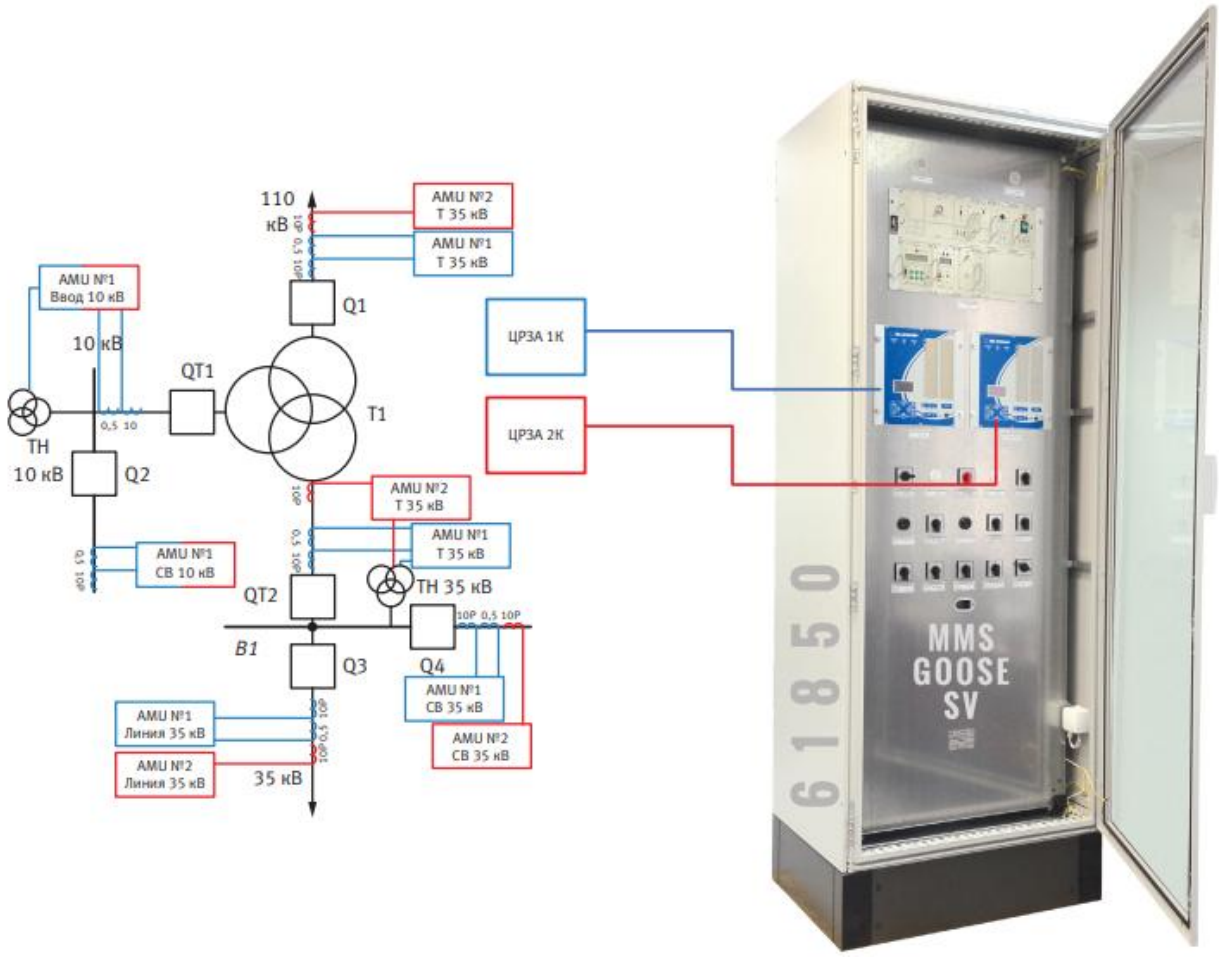


Рисунок 29 – Схема подключения Централизованной РЗА

Этот вариант подходит для оснащения цифровых подстанций со схемами 3Н, 4Н, 5Н, 5АН. Обмен между устройствами цифровыми измерениями (SV-потоки) и дискретными сигналами (GOOSE-сообщения) позволил значительно сократить кабельные связи и общее количество шкафов.

Технико-экономический эффект от внедрения инновационного оборудования выражается в экономии инвестиций при новых строительствах, модернизации и реконструкции существующих объектов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта был проведен анализ сети 110 кВ, спроектирована двухтрансформаторная подстанция, выбраны и проверены силовые трансформаторы, ячейки выключателей, предохранители. Выбраны виды и типоисполнения устройств релейной защиты и автоматики по каталогам фирмы-разработчика «Релематика». При помощи руководящих указаний и указаний фирмы рассчитаны параметры устройств релейной защиты отдельных объектов на подстанции высокой и низкой стороны.

Проверены устройства релейной защиты и автоматики по коэффициентам чувствительности. Для проверки чувствительности использовались значения минимальных токов короткого замыкания, рассчитанные в программе ТоКо. Значения же максимальных токов короткого замыкания использовались при расчете токов срабатывания, так как защита должна быть отстроена от максимальных токов двухфазного КЗ. Для перевода тока из трехфазного в двухфазный пользовались переводным коэффициентом.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Батареи статических конденсаторов (БСК) | ТОО «УККЗ» – https://www.ukkz.com/ru/catalog/batarei-staticheskikh-kodensatorov.html
2. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ – http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
3. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе – http://www.fsk-ees.ru/about/technical_policy/
4. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / И. Г. Карапетян, И. М. Шапиро, под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009.
5. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011. – 1168 с.
6. Кабели силовые общепромышленные СПЭ 1-35 кВ – http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeliobshhepromyshlennye/silovye-v- SPE-izolyatsii/silovye-v-SPEizolyatsii_13 25.html
7. ГОСТ Р 59735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 36 с.
8. Выключатели элегазовые баковые типа ВЭБ-110 – http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/
9. РГП СЭЩ на 110 кВ – https //www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/
10. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
11. Комплектное распределительное устройство серии D-12P – http://tavrida.com/upload/iblock/088/088b 4d36de4a3b9801a04290892724e8.pdf
12. СЗТТ:: Опорно-проходные трансформаторы ТЛ-10 – http://www.cztt.ru/tl_10.html

13. Трансформаторы напряжения серии ЗНОЛ.06-10 –http://www.cztt.ru/znol_06.html
14. Трансформатор ТМГ 100/10/0,4 – https://transform74.ru/tr/tmg/219/
15. Агрегат выпрямительный зарядно-подзарядный типа ВАЗП 380/260-40/80 – http://electra-hvac.ru/rashifrovka-vazp.html
16. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса – http://www.rosseti.ru/press/news/?ELEMENT_ID=23788
17. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. - http://www.fsk-ees.ru/about/standards_organization/
18. Подстанции 6-35 кВ. Комплексные решения. - http://www.mtrele.ru/shop/podstancii_635kv/podstancii_635_kv_kompleksnoe_reshenie/
19. Шкафы дифференциально-фазной защиты с функцией КСЗ линий 110-220 кВ серии «Ш2600 04.5хх» – https://relematika.ru/produkty/zaschity_liniy_35_220/shkaf_differencialno-faznoy_zaschity_liniy/
20. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кв. Расчет уставок. Методические указания. - http://www.mtrele.ru/files/documents/sto-046-2011.pdf
21. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие. - СПб.: ПЭИПК, 2009. - 48 с. - Ч2.
22. «АО Электрозавод» Каталог продукции - http://www.tmg.elektrozavod.ru/
23. Терминалы релейной защиты синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кв. Расчет уставок. Методические указания. - http://www.mtrele.ru/files/documents/sto-046-2011.pdf
24. Небрат И.Л., Полесицкая Т.П. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты: учебное пособие. - СПб.: ПЭИПК, 2009. - 48 с. - Ч2.
25. Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200-Л321202-16. - https://relematika.ru/produkty/terminal_rza_tor_200/terminal_zashchity_i_avtomatiki_linii_6_35_kv_tipa_tor_200_l_kh2khkhkhkh_16/

26. Шабад М.А. Защита трансформаторов 10 кВ., - М. Энергоатомиздат, 1989. -144 с.: ил. (Биб-ка электромонтера; Вып. 623)
27. Низковольтное комплектное устройство (НКУ) «АССОЛЬ». - http://www.electronmash.ru/sites/default/files/nku.pdf
28. Каталог Emax2. Новые низковольтные воздушные автоматические выключатели. -https://library.e.abb.com/public/f751eb57274642bbacd319ad87cb48d6/Emax%202%202016.pdf
29. Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200-Л321202-16. - https://relematika.ru/produkty/terminal_rza_tor_200/terminal_zashchity_i_avtomatiki_linii_6_35_kv_tipa_tor_200_l_kh2khkhkhkh_16/
30. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография / М.А. Шабад. СПб.: ПЭИПК, 2003. 4-е изд.. - 350 с.
31. Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200-С22. – https://relematika.ru/produkty/terminal_rza_tor_200/terminal_zashchity_i_avtomatiki_sektsionnogo_vyklyuchatelya_6_35_kv_tipa_tor_200_s_khkhkhkhkhkh_16/
32. Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200-В222202-16. - https://relematika.ru/produkty/terminal_rza_tor_200/terminal_zashchity_i_avtomatiki_rabochego_vvoda_6_35_kv_tipa_tor_200_v_khkhkhkhkhkh_16/
33. Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-200-Н432202-16. - https://relematika.ru/produkty/terminal_rza_tor_200/terminal_zashchity_i_avtomatiki_transformatora_napryazheniya_6_35_kv_tipa_tor_200_n_43khkhkhkh_16/
34. Шуин В. А., Гусенков А. В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6 − 10 кВ. − М.: НТФ «Энергопрогресс» 104 с.
35. Блок микропроцессорный релейной защиты ТОР-300. - https://relematika.ru/produkty/terminal_rza_tor_200/tor_200/
36. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.
37. Функциональная совместимость устройств РЗА и цифровых ПС – https://energybase.ru/news/articles/interoperability-of-relay-protections-of-multivendor-digital-substations-2020-02-28